

**SIMULACIÓN DE CONTINGENCIAS BASADOS EN FLUJOS
DINÁMICOS DE POTENCIA PARA SISTEMAS ELÉCTRICOS DE
TRANSMISIÓN.**

**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA
SEDE QUITO**

**CARRERA:
INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**Trabajo de titulación previo a la obtención del título de
INGENIERO ELÉCTRICO**

**TEMA:
SIMULACIÓN DE CONTINGENCIAS BASADOS EN FLUJOS DINÁMICOS DE
POTENCIA PARA SISTEMAS ELÉCTRICOS DE TRANSMISIÓN.**

**AUTOR:
DIEGO RICARDO SANTIANA CHÁVEZ**

**DIRECTOR:
DIEGO FRANCISCO CARRIÓN GALARZA**

Quito, Julio 2019

Diego Ricardo Santiana Chávez

SIMULACIÓN DE CONTINGENCIAS BASADOS EN FLUJOS DINÁMICOS DE POTENCIA PARA SISTEMAS ELÉCTRICOS DE TRANSMISIÓN.

Universidad Politécnica Salesiana, Quito – Ecuador 2019

Ingeniería Eléctrica

Breve reseña historia e información de contacto:



Diego Ricardo Santiana Chávez (Y'1986-M'04). Realizó sus estudios secundarios en el colegio Técnico Salesiano Don Bosco (la tola), se graduó de Bachiller Técnico en Electrónica. Egresado de la Carrera de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Politécnica Salesiana. Su trabajo se basa en la dar mantenimiento a la red de TV Cable su cargo actual de Ingeniero junior de redes. dsantiana@est.ups.edu.ec

Dirigido por:



Diego Francisco Carrión Galarza (Y'1981-M'12). Se graduó en Ingeniería Eléctrica de la Universidad Politécnica Salesiana, Ecuador en 2010 y en la actualidad está trabajando para lograr su título de doctor en ingeniería de la Universidad Politécnica Bolivariana – Medellín, Colombia. Es profesor e investigador de la Universidad Politécnica Salesiana – Quito, Ecuador. En la actualidad es miembro del grupo de investigación GIREI (Grupo de Investigación en Redes Eléctricas Inteligentes – Smart Grid Research Group). dcarrion@est.ups.edu.ec

Todos los derechos reservados:


Queda prohibida, salvo excepción prevista en la ley, cualquier forma de reproducción, distribución, comunicación pública y transformación de esta obra para fines comerciales, sin contar con la autorización de los titulares de propiedad intelectual. La infracción de los derechos mencionados puede ser constitutiva de delito contra la propiedad intelectual. Se permite la libre difusión de este texto con fines académicos o investigativos por cualquier medio, con la debida notificación a los autores.

DERECHOS RESERVADOS
©2019 Universidad Politécnica Salesiana
QUITO - ECUADOR

DECLARATORIA DE COAUTORÍA DEL DOCENTE TUTOR/A

Yo, DIEGO FRANCISCO CARRIÓN GALARZA declaro que bajo mi dirección y asesoría fue desarrollado el trabajo de titulación denominado “*SIMULACIÓN DE CONTINGENCIAS BASADOS EN FLUJOS DINÁMICOS DE POTENCIA PARA SISTEMAS ELÉCTRICOS DE TRANSMISIÓN*” realizado por DIEGO RICARDO SANTIANA CHÁVEZ, obteniendo un producto que cumple con todos los requisitos estipulados por la Universidad Politécnica Salesiana para ser considerados como trabajo final de titulación.

Quito, Julio 2019



.....

DIEGO FRANCISCO CARRIÓN GALARZA

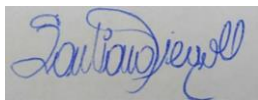
Cédula de identidad: 1713703062

CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR

Yo, DIEGO RICARDO SANTIANA CHÁVEZ, con documento de identificación N° 1715529457, manifiesto mi voluntad y cedo a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que soy autor/es del trabajo de grado/titulación intitulado: “SIMULACIÓN DE CONTINGENCIAS BASADOS EN FLUJOS DINÁMICOS DE POTENCIA PARA SISTEMAS ELÉCTRICOS DE TRANSMISIÓN”, mismo que ha sido desarrollado para optar por el título de: INGENIERO ELÉCTRICO, en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la Universidad facultada para ejercer plenamente los derechos cedidos anteriormente.

En aplicación a lo determinado en la Ley de Propiedad Intelectual, en mi condición de autor me reservo los derechos morales de la obra antes citada. En concordancia, suscribo este documento en el momento que hago entrega del trabajo final en formato impreso y digital a la Biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.

Firma



.....

Nombre: DIEGO RICARDO SANTIANA CHÁVEZ

Cédula: 1715529457

Fecha: Julio 2019

1. ÍNDICE GENERAL

INTRODUCCIÓN.....	2
SEGURIDAD DEL SISTEMA DE POTENCIA	5
2.1 Análisis de la Seguridad	5
2.2 Estados del Sistema	6
2.2.1 <i>Estado Normal</i>	6
2.2.2 <i>Estado de Alerta</i>	6
2.2.3 <i>Estado de Emergencia</i>	6
2.2.4 <i>Estado de Emergencia Extrema</i>	7
2.2.5 <i>Estado de Restauración</i>	7
2.3 Análisis de contingencias.....	7
2.3.1 <i>Ranking de Contingencia</i>	7
2.3.2 <i>Índice de Contingencia</i>	8
MÉTODOS PARA EVALUAR LA OPERACIÓN DEL SISTEMA FRENTE A CONTINGENCIAS.....	8
3.1 Análisis Determinístico.....	8
3.1.1 <i>Criterio N-1</i>	9
3.1.2 <i>Criterio N-2</i>	9
3.2 Análisis Probabilístico	9
3.2.1 <i>Técnica enumeración de estados</i>	10
3.2.2 <i>Simulación de Monte Carlo</i>	10
METODOLOGÍA PROPUESTA.....	11
4.1 Estados en el análisis de seguridad	11
4.2 Análisis de contingencia usando la solución de flujo de carga.....	12
4.3 Modelo de análisis de contingencia	13
4.4 Método del flujo de potencia de AC	13
4.5 Formulación matemática de flujo de potencia de AC.....	13
4.6 Algoritmo para el análisis de contingencia utilizando el flujo de carga	15
CASO DE APLICACIÓN	16
CONCLUSIONES	23
REFERENCIAS	23

2. ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Ámbito de la Investigación	4
Figura 2. Esquema sobre confiabilidad.	5
Figura 3. Estados del sistema.	7
Figura 4. Estructura básica para la técnica de enumeración de estados.	10
Figura 5. Despacho Óptimo	11
Figura 6. Despacho Seguro.....	11
Figura 7. Estado Post-Contingencia.....	12
Figura 8. Seguridad posterior a la contingencia	12
Figura 9. Simulación de Análisis de Contingencias –Caso de Estudio	20
Figura 10. Sobrecarga de Elemento – Caso de Estudio	20
Figura 11. Violación de Voltaje Digsident- Caso de Estudio	20

3. ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Descripción de los elementos asociados a la formulación de flujos de potencia.	15
Tabla 2: Generación Hidroeléctrica.....	17
Tabla 3: Generación Térmica.	17
Tabla 4: Interconexión, Generación Eólica y Térmica de compensación.	17
Tabla 5: Niveles de voltaje en las subestaciones.....	17
Tabla 6: Capacitores en uso.....	18
Tabla 7: Reactores en uso.....	18
Tabla 8: Transferencias líneas de transmisión 500 kV condiciones normales	19
Tabla 9: Transferencias líneas de transmisión 230 kV condiciones normales	19
Tabla 10. Violación de Voltaje – Caso de Estudio.....	21
Tabla 11. Variación de voltaje desde condiciones normales a Post-Falla.....	21
Tabla 12. Variación de Potencia en la Interconexión – Caso de Estudio.....	21
Tabla 13. Transferencia de Potencia en la Líneas de Transmisión 500 kV condiciones Post – Falla	22
Tabla 14. Variación transferencia Líneas de transmisión 500 kV de condiciones Normales a Post – Contingencia	22
Tabla 15. Transferencia de Potencia en la Líneas de Transmisión 230 kV condiciones Post – Falla	22
Tabla 16. Variación transferencia en Transformadores de condiciones Normales a Post – Contingencia.....	22

SIMULACIÓN DE CONTINGENCIAS BASADOS EN FLUJOS DINÁMICOS DE POTENCIA PARA SISTEMAS ELÉCTRICOS DE TRANSMISIÓN

Resumen

En los sistemas eléctricos de potencia una de las tareas desafiantes es conservar la calidad y seguridad, con el fin de proporcionar continuidad de energía eléctrica a los usuarios ante cualquier contingencia. La técnica de análisis de contingencias se usa para predecir el efecto de las interrupciones y así establecer acciones necesarias para mantener el sistema seguro y confiable. Las acciones resultantes de predecir el efecto de la contingencia es una tarea laboriosa, ya que el sistema de potencia contiene una gran cantidad de componentes. En la práctica, los operadores son encargados de determinar las contingencias que conducirán a condiciones operativas inadecuadas para el sistema eléctrico, el proceso de identificación de contingencias se conoce como "Selección de Contingencias", el proceso es efectuado por diferentes mecanismos, siendo uno de estos el análisis por flujos dinámicos de potencia. Por lo expuesto, el presente trabajo tiene por finalidad aplicar el análisis de flujos dinámicos de potencia ante una contingencia, a fin de que el operador de red pueda realizar las acciones para que el sistema de potencia mantenga su operación normal, para el efecto el presente trabajo muestra su aplicabilidad en un ejemplo de aplicación en el Sistema Nacional Interconectado del Ecuador.

Palabras Clave: Flujos dinámico de potencia, contingencias en el SEP, seguridad y confiabilidad de SEP, operación normal del sistema.

Abstract

In electrical power systems, one of the challenging tasks is to preserve quality and safety, with the aim of providing continuity of electrical power to users in the event of any contingency. The contingency analysis technique is widely used to predict the effect of interruptions and thus establish the necessary actions to keep the power system safe and reliable.

The actions resulting from predicting the effect of the contingency is a very laborious task, since the power system contains a large number of components. In practice, operators are responsible for determining the contingencies that will lead to inadequate operating conditions for the electrical system, the process of identifying these contingencies is known as "Selection of Contingencies", this process can be carried out through different mechanisms, being One of these is the analysis using dynamic power flows.

Therefore, the present paper aims to apply the analysis of dynamic power flows to a contingency, so that the network operator can perform the actions for the power system to maintain its normal operation, for this purpose this paper shows its applicability in an example of application in the National Interconnected System of Ecuador

Keywords: Dynamic power flows, contingencies in the SEP, security and reliability of SEP, normal operation of the power system.

1. Introducción

El sistema eléctrico de potencia corresponde a una red compleja que consta de numerosos elementos tales como: generadores, transformadores, líneas de transmisión, interruptores de potencia etc. La falla de cualquiera de estos equipos durante su operación disminuye índices de confiabilidad de operación y, por lo tanto, provoca interrupciones y desabastecimientos.

Una de las primeras medidas para garantizar la operación en estado estable, es la realización de flujos de potencia cuyo objetivo consiste en determinar el estado del sistema tomando como datos de partida las potencias generadas y consumidas en todos los nodos, así como el estado de los equipos de control [1]; sin embargo y dadas las potencialidades de procesamiento a nivel tecnológico, actualmente se modelan y simulan los denominados Flujos Óptimos de Potencia (FOP), los cuales permiten resolver la ecuaciones del sistema eléctrico y obtener los valores de determinadas variables de control que optimizan un objetivo concreto, cuantificado este en forma de una función escalar de las variables del problema [2].

Los FOP tienen diferentes objetivos y el modelamiento de restricciones particulares, las cuales persiguen permanentemente la operación óptima del sistema, entre las principales investigaciones que usan los FOP para la mejora operacional del sistema se puede mencionar las relacionadas a la utilización de los “Interline Power Flow Controller (IPFC)” cuyo concepto es nuevo y está asociado al uso de controladores FACTS para la compensación en serie con la capacidad del flujo de potencia entre varias líneas desde una subestación [3], [4]. Otras investigaciones han sido apuntadas a

utilización de los FOP para modelar las restricciones de seguridad del sistema y su relación con la incorporación de generación renovable como se muestra en [5][6]. Así mismo, se han realizado investigaciones asociadas a controlar los perfiles de voltaje usando FOP mediante el control de potencia reactiva como se cita en [7] o cambio de la posición del tap de los transformadores de potencia como se explica en [8].

Como ya se ha mencionado, la modelación y resolución de los FOP es una de las medidas para de alguna manera garantizar la operación normal del sistema de potencia; sin embargo y dada la dinámica de este sistema, es requirente mantener un control en tiempo real, para lo cual es necesario el monitorio continuo de sus variables, es aquí donde se ha innovado el sistema eléctrico implementando el Sistema de Supervisión de Área Extendida (WAMS), el cual cuenta con la adquisición rápida y precisa de información proporcionada por las Unidades de Medición Fasorial (PMU) a través de un Sistema de Posicionamiento Global (GPS) [9].

Las investigaciones asociadas a los WAMS y por ende a los PMU se han centrado en la ubicación optima de los elementos para la obtención de detalle de cada una de las variables eléctricas como se muestra en [10][11], cuyos valores después son usados para determinar las acciones en el sistema de potencia a fin de mantener la estabilidad del sistema como lo demuestra [12]. Complementariamente a lo descrito y con el afán de brindar el control respectivo al sistema de potencia, paralelamente a los WAMS se han implementado los Sistemas de Monitoreo, Protección y Control de Área Amplia WAMPACS los cuales se basan en mediciones sincronizadas de voltaje y corriente distribuidas geográficamente en las barras de la red, así mismo el componente básico de estos sistemas es la

PMU. El despliegue de PMU bajo este contexto puede permitir una mayor visibilidad, monitoreo, protección y control en tiempo real de la red para garantizar la operación confiable y segura de los sistemas de transmisión [13][14].

De lo expuesto, se puede señalar que uno de los objetivos principales de la planificación del sistema eléctrico y su funcionamiento operativo, es estudiar el efecto de las interrupciones en términos de su gravedad. La implementación de sistemas redundantes en la actividad de generación o transmisión, es esencial para que el sistema de potencia opere incluso ante la falla de alguno de sus componentes [15].

Complementariamente a lo indicado, la naturaleza dinámica del sistema de potencia no garantiza la confiabilidad total de su funcionamiento. Por lo tanto, una evaluación de seguridad detallada es esencial para hacer frente a las posibles fallas en el sistema, sus consecuencias y sus acciones correctivas. Esta evaluación se conoce como evaluación de seguridad del sistema de energía [16]. En este contexto el operador debe ser capaz de realizar las acciones necesarias para mantener el sistema de potencia en condiciones normales de operación, para el efecto se han implementado los denominados Simuladores para entrenamientos de operadores (OTS), que actualmente son un instrumento de entrenamiento que representa el comportamiento de un sistema eléctrico bajo ciertas condiciones operativas y responde frente las acciones de los operadores, su objetivo principal es desarrollar las habilidades del operador a fin de que el accionar de los profesionales sea eficiente [17][18].

Uno de los factores de seguridad del sistema de potencia es la supervisión, donde

los parámetros en tiempo real son monitoreados mediante el uso de los sistemas de telemetría o los sistemas SCADA.

Otro factor denominado Resiliencia el cual puede definir como la capacidad de un sistema de potencia de tolerar perturbaciones continuando con el suministro de energía a los consumidores, por lo tanto, un sistema de potencia resiliente es aquel que puede rápidamente recuperarse de grandes perturbaciones proveyendo diversos medios para suministrar energía cada vez que existan cambios en las circunstancias externas [19][20].

Los datos adquiridos del sistema SCADA de cada parámetro registro sirven posteriormente para realizar el análisis de contingencia, donde se realiza diversas simulaciones tomando en consideración la lista de casos de fallas probables con el fin de brindar a los operadores una indicación de lo que podría suceder con el sistema de potencia en caso de una falla no programada. Este análisis advierte al operador del sistema y permite decidir alguna acción correctiva antes del evento de interrupción [21][22].

Para que un sistema de potencia sea considerado seguro, debe mantener la continuidad en el suministro de electricidad sin pérdida de carga. Para este análisis de seguridad se desarrollan varias estrategias de control para minimizar las condiciones de afectación severa del sistema al mínimo costo. Cuando se violan de forma significativa los límites de operación especificados del sistema de potencia, éste entra en estado de emergencia. Estas violaciones de los límites resultan por lo general por la aparición de contingencias que ocurren en el sistema. Por lo tanto, una parte importante del análisis de seguridad

gira en torno a las acciones o medidas que se pueden efectuar en el sistema de potencia las cuales permitirán resistir el efecto de las contingencias [21][23].

El proceso de evaluación de la seguridad del sistema se lleva a cabo mediante el cálculo de los límites operativos del sistema en los estados operativos antes de ocurrir la contingencia y luego de ocurrida la contingencia, para el efecto es requerente contar con la data suficiente y su procesamiento mediante un centro de control de operaciones o a través del Sistema de Gestión de Energía (EMS) [24].

Por lo antes expuesto, el análisis de contingencia demanda un tiempo significativo, dado que implica el cálculo completo del flujo de carga después de cada posible interrupción. Esto hace que la lista de casos de contingencia sea extensa y el proceso tienda a ser tedioso. Para mitigar el problema descrito, actualmente se está adoptando un enfoque de detección automática de contingencias que identifica y clasifica solo aquellas interrupciones que realmente causan la violación del límite en el flujo de carga u otros parámetros de las variables eléctricas [22][25]. Con base a lo citado, las contingencias pueden ser seleccionadas de acuerdo con el índice de gravedad o el índice de rendimiento, donde un valor más alto de estos índices denota un mayor grado de gravedad [21][26].

Por lo citado, la investigación pretende realizar el análisis de contingencia usando como mecanismo de evaluación los flujos dinámicos de carga. Para validar la metodología propuesta, se ha efectuado la aplicación de la misma al Sistema Nacional Interconectado (SNI) del Ecuador, determinando así las ventajas que brinda el análisis de contingencias al operador. En la siguiente Figura 1 se muestra esquemáticamente el ámbito donde se desarrollará el presente estudio.

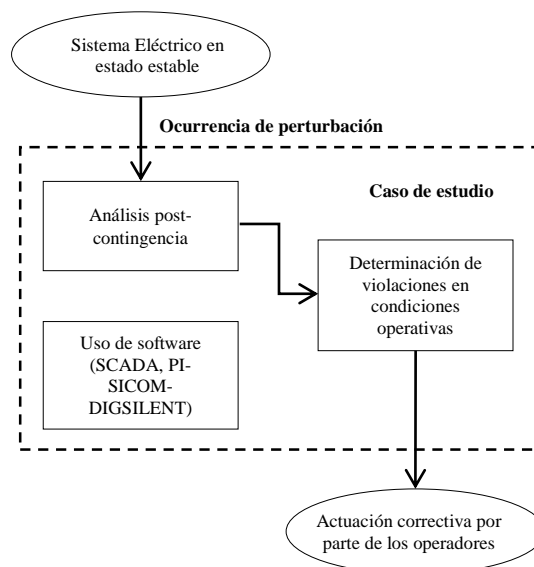


Figura 1. Ámbito de la Investigación

Por lo descrito, a través del análisis de flujos dinámicos de potencia ante una contingencia evaluada en el SNI del Ecuador, se podrán establecer las acciones posibles que el operador de red pueda ejecutar para que el sistema de potencia mantenga su operación normal, en el sentido y con la finalidad de cumplir el objetivo deseado, el documento se organiza de la siguiente forma.

El análisis de seguridad en tiempo real es una visión general de los aspectos que involucran la seguridad y los posibles estados que pueden encontrarse el sistema eléctrico en base a las contingencias, por su parte el uso de software describe algunas de las metodologías que permitirán realizar los análisis de contingencias a los sistemas de potencia, de esta manera se tiene una visión previa sobre el impacto de las contingencias y como resultado observar las violaciones a las variables eléctricas (voltaje, frecuencia, sobrecargas, etc.) Con esta información permite a los operadores prever acciones de restablecimiento correctivas minimizando el impacto hacia los usuarios.

2. Seguridad del Sistema de Potencia

El análisis de mayor importancia en la operación de un sistema eléctrico de potencia se presenta cuando existen fallas, dado que éste obedece al nivel de calidad de servicio que se exige para el abastecimiento a la demanda.

El análisis de contingencias toma en consideración los siguientes términos: seguridad, calidad y capacidad, que denotan las características de todo el sistema y permiten apreciar la operación de sistema y su respuesta ante fallas.

La seguridad en sistemas eléctricos de potencia es la capacidad para soportar perturbaciones (cortocircuitos o fallas de componentes del sistema). La capacidad es una propiedad del sistema de potencia para suministrar las necesidades de energía a los usuarios y sus requerimientos en todo momento considerando salidas programadas o no programadas de los diferentes elementos que lo componen. Y la calidad se relaciona con tanto con el usuario final haciendo referencia a la atención que se le presta y, al servicio de energía ofertando la continuidad del suministro [15][21][27][28].

La Figura 2 muestra la interrelación entre los conceptos antes descritos [21].

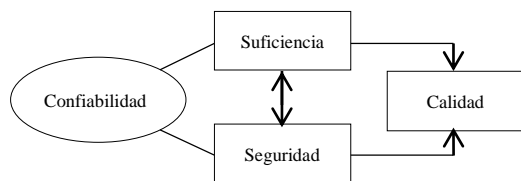


Figura 2. Esquema sobre confiabilidad.

La Figura 2 muestra el esquema que abarca la confiabilidad, en el que se reflejan dos

aspectos importantes, la seguridad y suficiencia o capacidad que permite responder ante una falla en el sistema y poder suministrar energía suficiente al consumidor, lo que desemboca en un servicio de calidad en el sistema eléctrico [16][21].

Por lo que se puede concluir que es necesario considerar las condiciones de operación de los elementos del sistema (transformadores, generadores, líneas, etc.) y sus características para lograr mantener la confiabilidad y seguridad dentro de niveles aceptables, incluyéndose también otros factores como la responsabilidad de cada participante en la red, considerándose para el efecto la suficiencia y seguridad.

A fin de cumplir con el objeto del presente trabajo, se analizará la seguridad como elemento principal de la confiabilidad en el sistema de potencia.

2.1 Análisis de la Seguridad

El análisis de la seguridad tiene como fin evaluar el abastecimiento de la demanda, considerando dos puntos: el primero es mantener el flujo de potencia por las líneas y segundo mantener el perfil de voltaje en los nodos del sistema dentro de márgenes adecuados, adicionalmente a lo citado, el análisis además debe considerar la capacidad para tolerar perturbaciones, dependiendo de su etapa de aplicación [29].

El objetivo principal en el análisis de los sistemas de potencia es reducir o minimizar el costo de operación, lo que ha dado como resultado un mercado más competitivo pero ha mostrado deficiencias en mantener los índices de confiabilidad, por lo que ha llegado a ser una gran problemática durante el transcurrir de los años [30].

La seguridad está dada según el tipo de respuesta que tenga el mismo y depende de

la confiabilidad instalada en la red de transmisión y acciones eficientes de los operadores en los centros de control para restablecer la energía a los usuarios en estado normal y de emergencia de la operación en tiempo real.

La causa de salida de algún elemento dentro del sistema es debido a la aleatoriedad de la ocurrencia de algún tipo de falla, por lo que el SEP debe ser operado y monitoreado continuamente a través del correcto accionar del operador, de tal forma que el SEP opere bajo condiciones de calidad y seguridad posterior a la ocurrencia de cualquier evento de falla de un componente [31].

Bajo el contexto de lo señalado, esto ha causado que la mayoría de los sistemas eléctricos sean operados eficientemente para que ante la aparición de una mínima falla, esta no produzca un efecto sobre otros componentes, para principalmente evitar fallas en cascada [32], por lo tanto se determina; que el esquema de los sistemas de transmisión y de generación considera implícitamente la confiabilidad que deben tener estos sistemas [16][25].

Si bien la seguridad del sistema es necesaria, también es importante señalar que alcanzar un nivel de seguridad total es algo empírico económica y técnicamente, tanto el diseño de la red y los elementos pretenden soportar los mayores eventos de fallas siendo así un sistema con una redundancia suficiente pero no completamente confiable [33].

Con base a lo expresado el operador tiene uno de los papeles más importantes que es maximizar la confiabilidad del sistema así dándole mayor valor a los índices de seguridad y calidad considerando las limitaciones de diseño y económicas. Por lo tanto, el sistema dependerá de las

actividades que el operador realice para mantener la seguridad en el sistema en operación.

2.2 Estados del Sistema

A fin de evaluar la operación del sistema, se han generado en la literatura los denominados “Estados de Operación”, los cuales a continuación se detallan [21].

2.2.1 Estado Normal

En el estado normal de operación del sistema de potencia, los elementos que lo conformen están cumpliendo los límites y restricciones de operación y se abastece en su totalidad a la demanda, además se cumplen las restricciones impuestas a nivel del sistema de transmisión.

2.2.2 Estado de Alerta

Este estado el margen de reserva disminuye causado por la salida de algún equipo, descrito probabilísticamente. En este estado para alcanzar las limitaciones de seguridad apenas se cuenta con el suficiente margen de reserva.

2.2.3 Estado de Emergencia

Debido a la violación del nivel de voltaje en alguna de las barras provoca la pérdida de algún elemento del sistema de transmisión principalmente en las líneas o transformadores, aspecto que también causaría la reducción del margen de reserva entrando a un estado de emergencia.

En tal sentido, se requiere de la participación del operador porque los equipos se han visto afectados en sus márgenes de operación, la literatura presentada en [18][33] sugiere de manera general las siguientes acciones:

- Amenorar las limitaciones violadas lo mayormente posible sin quitar el suministro, realizando acciones de redespacho en generadores o la operación de unidades adicionales
- En el caso de cumplirse satisfactoriamente la actividad antes descrita, el sistema entrara a un estado de alerta, donde se requieren de otras acciones tomadas por el operador para pasar a un estado normal, si no se realizan las acciones debidas para recuperar el estado normal del sistema, este entrara en un estado de emergencia extrema.

2.2.4 Estado de Emergencia Extrema

En este estado el suministro de energía se ha perdido y el margen de reserva no es suficiente para cubrir la demanda, además los límites de operación de los elementos son violados.

2.2.5 Estado de Restauración

El estado de restauración corresponde a las acciones que el operador deberá ejecutar para la regeneración ordenada, segura y rápida del sistema, para el efecto el operador debe conocer el detalle minucioso de la operatividad del sistema de potencia, lo que permitirá la toma de decisiones dadas ciertas condiciones operativas del sistema.

La Figura 3 muestra la interrelación de los estados del sistema descritos anteriormente [21].

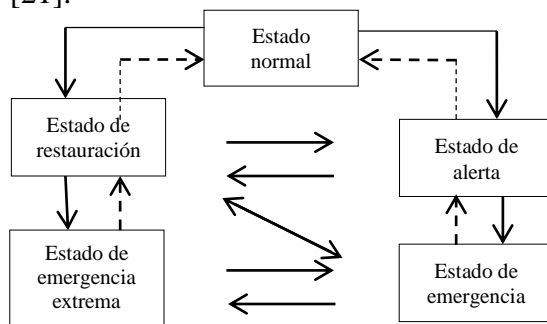


Figura 3. Estados del sistema.

2.3 Análisis de contingencias

Los análisis de contingencias son parte de la seguridad y se encargan de estudiar los efectos y la respuesta del sistema frente a estos problemas:

- Desvío de voltaje
- Sobrecarga y pérdida de carga
- Estabilidad de voltaje
- Corriente de corto circuito y pérdida de frecuencia

Se debe primeramente definir si se considera aceptable el tipo y nivel de contingencia, para este estudio comúnmente se utiliza el criterio de contingencia simple n-1 para considerar una operación normal y que ante una segunda contingencia el sistema no padezca una gran inestabilidad [34]. Para estos estudios se requiere de una técnica que establezca un límite en los casos a ser analizados, en estos casos se usa el “Ranking de Contingencias”, que se elabora en base del cálculo de un índice de contingencias en función al caso [27].

2.3.1 Ranking de Contingencia

El impacto de cada caso de contingencia puede ser medido a través de un índice de contingencia, el cual permite construir una lista ordenada que muestra el nivel de operación insegura que produce cada evento. Por tanto, las denominadas “Contingencias Críticas” tienen un índice de mayor valor. El ranking prescribe una lista desde las contingencias más severa hasta la menos perjudicial al sistema [15], [35]. Este ranking puede ser de dos tipos:

- **Exacto:** Necesita para cada contingencia el cálculo de flujos de potencia AC.
- **Aproximado:** Se calcula mediante el uso de flujo de potencia DC o flujos desacoplados de potencia AC.

Además, el “Ranking de Contingencias” puede basarse en los siguientes criterios:

- Flujos de potencia en las líneas y transformadores.
- Voltajes en las barras del sistema.

Se debe manejar deben manejarse en listas de ranking separadas, debido a que no existe relación entre los dos criterios previamente mencionados.

2.3.2 Índice de Contingencia

A través de una función matemática se halla un valor continuo que representa el estado del sistema y permite calcular el “Índice de Contingencia” y generar el “Ranking de Contingencias” [16][21]. Para considerar un índice admisible debe cumplir con confiabilidad y eficiencia. Y la calidad del índice debe expresar la influencia total de la contingencia y reconocer el nivel de rigidez de las contingencias.

El valor del índice de contingencia se puede expresar de forma escalar con el cálculo de (1).

$$J = \sum_{i=1}^n \frac{Wi}{m} \left(\frac{fi}{fi_{max}} \right)^m \quad (1)$$

Dónde:

fi	Función asociada al flujo de carga o a los voltajes nodales.
m	valor exponencial de 2 o superior, entero y par [28].
Wi	Factor de severidad de contingencia, asociado a cada línea o trazo en flujos y a cada nodo en voltajes de barras [33][36].
fi_{max}	Función de valor máximo de fi .

Para cada caso que se considere la salida de algún componente del sistema se debe determinar el índice de contingencia se lo ordenan de mayor a menor, a continuación se procede a comprobar que los casos iniciales sean los más perjudiciales (violaciones de límites de capacidad, límites de voltajes nodales, etc.) [34].

3. Métodos para evaluar la operación del sistema frente a contingencias

Para evaluar la operación del sistema ante la pérdida de servicio de algún equipo se han sustentado por varios años en métodos determinísticos con bastante éxito, sin embargo se han desarrollado los denominados métodos probabilísticos computacionales que además permiten la simulación del sistema y consideran la aleatoriedad de las fallas [37].

Los análisis de confiabilidad permiten monitorear e identificar elementos expuestos a problemas potenciales y dan tendencias ante los impactos en seguridad que se ve sometido el sistema en el tiempo, así mejora la confiabilidad y seguridad del mismo; es decir el beneficio en la incorporación de este análisis es contar con datos históricos y predictivos ante contingencias [38].

3.1 Análisis Determinístico

El análisis determinístico radica en el uso de criterios los cuales se deducen examinando un cierto número de escenarios en las que el sistema se encuentra estresado con las variables eléctricas al límite de las condiciones normales de operación para comprobar la confiabilidad del sistema de potencia.

Bajo estas condiciones de estrés se determinan los casos a ser analizados ya que el sistema se encuentra en un estado de riesgo en la operación, se establecen las siguientes ventajas por la experticia en la aplicación de este análisis [16]: facilidad de comprensión, gama de herramientas para el cálculo de flujos de carga y un limitado número de casos de estudio; pero también se presentan desventajas: no considera la probabilidad de ocurrencia en ciertos casos, cuando genera la lista depende en demasía de la experiencia laboral de operador por lo que hay un nivel de riesgo que puede afectar el análisis del sistema.

Para la aplicación del criterio determinista se determinan estos pasos[39]:

- Primero se elige el o los casos para comprobar la capacidad del sistema. Esto depende de las condiciones de operación que resultan de las experiencias de los operadores.
- Se introduce a estudio cada caso en base a una serie de perturbaciones de generación y/o transmisión y se evalúa como el sistema se comporta en cada caso, como puede ser: el flujo adecuado por los elementos del sistema; y, evaluar el perfil de voltaje en las barras dentro de un límite admisible.

Para el análisis determinístico en los sistemas de transmisión en varios países se hace uso de diversas operaciones y criterios en función de la robustez de los mismos, por lo que este análisis no es universal pero si hay un factor de uso común de criterios deterministas que dependen del número de elementos que componen la falla, conocidos como N-1 y N-2 [40].

3.1.1 Criterio N-1

Cuando el sistema tiene la capacidad de mantener sus condiciones de operación en niveles aceptables tomando en cuenta que los flujos y los voltajes en los nodos se mantienen dentro de los límites de operación, al igual que no se produce ninguna otra anomalía en el sistema, las protecciones no operan y no hay alivio de carga, solamente en este caso podemos considerar un criterio N-1 [23][26].

Un ejemplo del uso de este criterio se lo realiza simulando la salida de un componente (línea, transformador o generador) en el sistema, obteniendo como resultado la operación del sistema en condiciones aceptables sin la aparición de ninguna otra falla consecuencia de la inicial.

3.1.2 Criterio N-2

Para la aplicación de este criterio N-2 se considera la falla paralela de dos componentes que pueden ser tanto de la red de transmisión o del área de generación o de ambos, esta simulación no es muy habitual debido a la baja probabilidad de ocurrencia, como ejemplo de este criterio se puede simular una perturbación doble como la pérdida de dos líneas principales en cascada de la red en condiciones de máxima demanda que puede causar el estado más crítico del sistema: el colapso total [23][26].

3.2 Análisis Probabilístico

Debido a la aleatoriedad de los fenómenos que afectan la evaluación de la seguridad de los sistemas de potencia, en la actualidad se tiende a realizar análisis en los que intervienen criterios probabilísticos.

La ocurrencia de perturbaciones es aleatoria por lo que se ha considerado evaluar la seguridad del sistema por medio

de criterios probabilísticos, que hoy por hoy es posible gracias a sistemas computarizados que permiten el almacenamiento finito de datos, el uso de varias técnicas y la mejor interpretación de los criterios. En la actualidad, las compañías eléctricas mantienen base de datos, equipos computacionales, y el aprendizaje dirigido a entender los métodos probabilísticos [33].

Dentro de la simulación de los métodos probabilísticos existen los analíticos y aleatoria. Los métodos analíticos intentan predecir la seguridad del sistema usando variables aleatorias por medio de un modelo matemático aplicado al sistema, con la ventaja de su costo y rapidez, pero la desventaja es que no deduce la distribución de la probabilidad de los resultados al contrario usan valores medios. Y los métodos analíticos aleatorios permite estimar la distribución de probabilidad de los índices de seguridad, pero sus costos son muy elevados.

A continuación, se muestra de forma general los métodos analíticos y simulación aleatoria, comúnmente usados en el análisis de seguridad.

3.2.1 Técnica enumeración de estados

Esta técnica usa modelos matemáticos para evaluar los índices de seguridad y determina por extensión los estados que se puede encontrar el sistema que se desea estudiar [16]. El problema es la gran extensión de los estados factibles, que dependen de forma exponencial del número de elementos del sistema y los posibles estados que puedan adquirir cada uno de estos. El procedimiento de análisis comprende la elección ordenada de los estados, la evaluación y la clasificación de las contingencias según el criterio de las

perturbaciones, para modelar la red el método usa flujos de carga AC o DC [41].

Con base a lo citado en [22], la representación completa que involucra flujos de carga de un análisis probabilístico se presenta la estructura siguiente Figura 4.

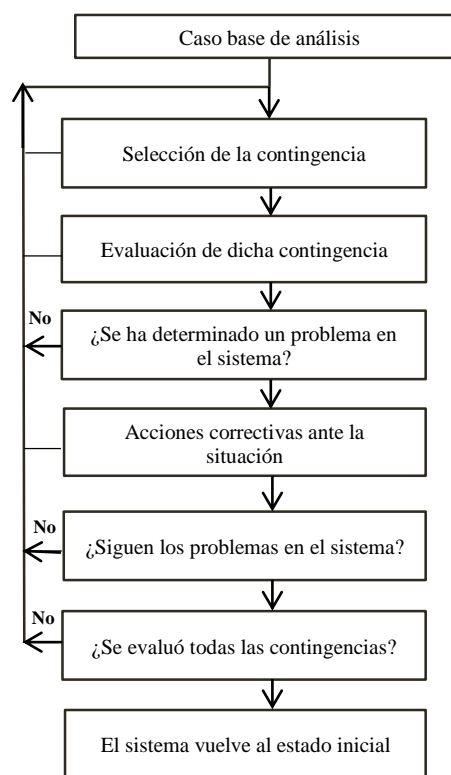


Figura 4. Estructura básica para la técnica de enumeración de estados.

3.2.2 Simulación de Monte Carlo

Los índices de confiabilidad están relacionados con el estado del sistema y son la respuesta a las distribuciones de probabilidad, el valor de este índice se halla mediante las simulación de ciertas condiciones aleatorias [42].

Cuando se tiene que calcular los índices de transmisión del sistema es eficiente usar la técnica de Monte Carlo por la complejidad de los sistemas de potencia y debido a que comunica la operación con la programación,

esta herramienta de aproximación permite considerar la variable aleatoria que en ese caso corresponderá a cada contingencia y a cada evento de operación que simulará a las condiciones reales. Lo negativo de esta técnica es el largo tiempo de simulación que requiere y que depende de la capacidad de procesamiento de los equipos de cómputo.

Como ejemplo, este método es muy usado para determinar la capacidad de generación y margen de reserva, generalmente mejor aprovechado en sistemas complejos o que requieran modelos de operación, trabajos correctivos y estrategias de asignación de recursos [22].

4. Metodología propuesta

Para el presente estudio, el análisis de contingencias considerará el uso de la solución de flujo de carga, para el efecto en las siguientes secciones los aspectos a considerar en esta metodología.

4.1 Estados en el análisis de seguridad

El análisis de seguridad involucra al sistema de potencia para operar en cuatro estados operativos generales:

- **Despacho óptimo:** en este estado, el sistema se encuentra antes de cualquier contingencia. Es óptimo con respecto a la operación económica, pero puede no ser seguro.
- **Post contingencia:** es el estado del sistema eléctrico después de que se haya producido una contingencia, se supone que esta condición tiene una violación de seguridad, ya que las variables de alguno de los elementos están más allá de su límite.
- **Despacho seguro:** es el estado del sistema sin contingencia, pero con correcciones a los parámetros de

operación para tener en cuenta las violaciones de seguridad.

- **Seguridad posterior a la contingencia:** este es el estado en el que se aplica la contingencia a la condición de operación básica con correcciones.

A fin de entender este concepto de análisis de seguridad se ha ilustrado con un ejemplo siguiente:

Se supone que un sistema de potencia compuesto por dos generadores, una carga y una línea de doble circuito, debe operarse con ambos generadores que suministran la carga como se muestra en el Despacho Óptimo e ignorando las pérdidas, el sistema se encuentra en Despacho Óptimo, es decir, se asignan 500 MW para la unidad 1 y 700 MW para la unidad 2 como transferencia óptima. Además, se afirma que cada circuito de la línea de doble circuito puede transportar un máximo de 400 MW, por lo que no hay problema de abastecimiento a la carga en esta condición base de funcionamiento.

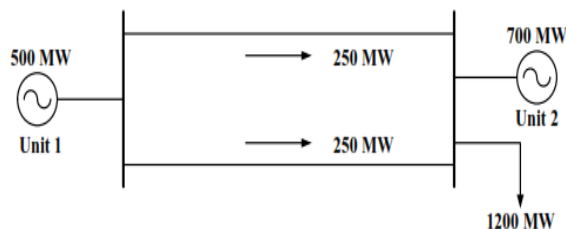


Figura 5. Despacho Óptimo

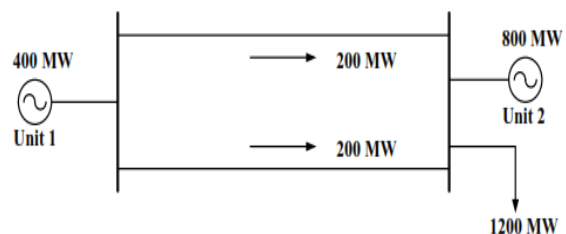


Figura 6. Despacho Seguro

Súbitamente se produce una falla en una de las dos líneas de transmisión, es decir que se ha producido una contingencia de línea y esto se traduce en un cambio en los flujos de potencia en la otra línea, aspecto que provoca la violación del límite de la línea de transmisión. Los flujos resultantes se han mostrado en la Figura 6, por lo tanto, este estado se conoce como un estado Post Contingencia.

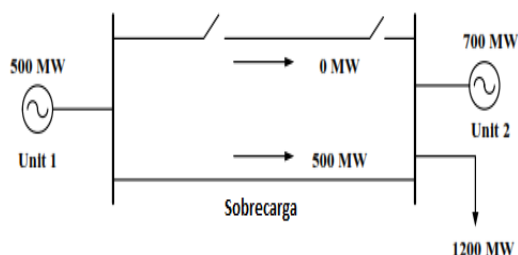


Figura 7. Estado Post-Contingencia

De lo anterior se denota la existencia de una sobrecarga en el circuito restante. En tal sentido se debe evitar dicha condición, aspecto por el cual se procede a realizar las correcciones de seguridad considerando el sistema completo y simulando el efecto de la contingencia. Para el ejemplo dichas correcciones han determinado que la generación de la unidad 1 se reduzca de 500 MW a 400 MW y la generación de la unidad 2 se incremente de 700 MW a 800 MW. Este Despacho Seguro se ilustra en la Figura de Post-Contingencia Ahora, se realiza el análisis de contingencia, los correspondientes flujos de potencia de la condición posterior a la contingencia se ilustran en la Figura 8.

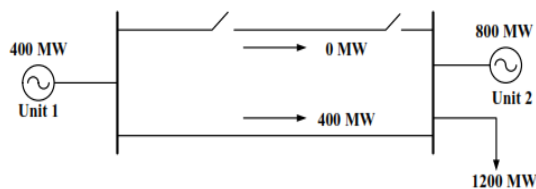


Figura 8. Seguridad posterior a la contingencia

Por lo tanto, al ajustar la generación en la unidad 1 y la unidad 2, se evita la sobrecarga en otra línea y, por lo tanto, el sistema de potencia permanece seguro.

Estos ajustes se denominan "Correcciones de Seguridad". Los programas que pueden realizar ajustes de control en la base o la operación de pre-contingencia para evitar infracciones en las condiciones posteriores a la contingencia se denominan "Flujos de potencia con restricción de seguridad", aspecto que se aplicará en el presente documento.

Estos programas pueden tomar en cuenta muchas contingencias y calcular ajustes en el MW del generador, voltajes del generador, tomas de transformador, etc. Junto con la función de monitoreo del sistema, análisis de contingencia y las acciones correctivas, el procedimiento de análisis forma un conjunto de herramientas complejas que pueden llevar a la Operación segura de un sistema de energía.

4.2 Análisis de contingencia usando la solución de flujo de carga

Durante una contingencia tanto el límite de flujo de potencia activa como el límite de potencia reactiva que en particular afecta las tensiones de la barra se alteran, por lo que es esencial predecir estos flujos de potencia y los voltajes del bus después de una contingencia.

En esta sección se trata principalmente el método para modelar el análisis de contingencia usando el uso del flujo de potencia de AC. La metodología para el análisis de contingencia que utiliza el flujo de carga ha sido aplicada a un caso real usando para el efecto las herramientas disponibles que mantiene el Operador Nacional de Electricidad del Ecuador – CENACE con el objetivo de que el operador sea capaz de tomar las acciones pertinentes

ante una contingencia en el sistema nacional interconectado.

4.3 Modelo de análisis de contingencia

El análisis de contingencia implica la simulación de cada contingencia en el modelo de caso base, bajo este contexto se presentan tres de las principales dificultades que se encuentran involucradas en este análisis, si éste fuese desarrollado mediante herramientas computacionales ajenas al Operador: i) Dificultad para desarrollar el modelo de sistema de potencia con el detalle apropiado; ii) Elección de qué caso de contingencia considerar; y, iii) Dificultad para calcular el flujo de potencia y los voltajes de cada barra [43].

Por lo tanto, el estudio sugiere separar el análisis de contingencia en tres etapas diferentes, las cuales corresponden a: Definición, Selección y Evaluación de contingencia.

- **Definición de contingencia:** Comprende al conjunto de posibles contingencias que pueden ocurrir en el sistema, involucra el proceso de creación de la lista de contingencias.
- **Selección de contingencias:** Es identificación de las contingencias más severas de la lista de contingencias que conduce a limitar las violaciones en el flujo de potencia y la magnitud del voltaje en las barras, por lo que este proceso elimina las contingencias menos severas y acorta la lista de contingencias, para el efecto se puede usar algún tipo de cálculos de índice que indican la gravedad de las contingencias.
- **Evaluación de contingencia** etapa que involucra las acciones de seguridad necesarias o el control

necesario para funcionar a fin de mitigar el efecto de la contingencia.

4.4 Método del flujo de potencia de AC

El método de análisis de contingencia utilizando el flujo de energía de AC proporciona información sobre los flujos de potencia activa y reactiva; y los voltajes de barra en el sistema. Cuando se usa el flujo de potencia de AC para estudiar cada caso de contingencia, la velocidad de la solución para estimar los flujos de potencia activa y reactiva para los casos de contingencia es importante, si la solución del estado posterior a la contingencia llega tarde, el propósito del análisis de contingencia falla.

Este método determinará con precisión las sobrecargas y las violaciones de las restricciones de voltaje, sin embargo y como ya se ha mencionado previamente en el documento, el flujo de potencia AC tiene un inconveniente; ya que el tiempo que tarda un programa en ejecutarse puede ser demasiado extenso. Si la lista de interrupciones tiene varios miles de entradas, el tiempo total para probar todas las interrupciones puede ser demasiado extenso.

A fin de solventar el inconveniente citado en el párrafo anterior, el presente estudio ha desarrollado una interfaz usando las herramientas computacionales que mantiene el CENACE, aspecto que ha permitido usar el método de flujo de potencia AC sin ningún inconveniente.

4.5 Formulación matemática de flujo de potencia de AC

El análisis de los flujos de potencia determina el valor de las magnitudes eléctricas en régimen permanente para un escenario planteado, se tiene en cuenta que el caso de estudio es un sistema balanceado.

La información más relevante que se obtiene está basada en las magnitudes eléctricas como tal, son los valores de los voltajes y ángulos en cada barra, la carga de las líneas de potencia activa y reactiva, esta información es de vital importancia para la operación en estado estable del sistema.

Teniendo como antecedente que las variables eléctricas resultantes del flujo de potencia son de gran importancia en el caso de estudio, es necesario establecer los datos eléctricos del sistema a modelar, es decir, se deben conocer las impedancias de cada una de las líneas, así como de cada una de las cargas implícitas y su correlación entre ellas por lo cual es necesario plantear una matriz de admitancia conocida también como “Y de barra”.

$$Y_{ij} = |Y_{ij}| \cos \phi_{ij} + j|Y_{ij}| \sin \phi_{ij} \quad (2)$$

$$= G_{ij} + jB_{ij}$$

$$B_{ij} = \frac{X}{R^2_{ij} + X^2_{ij}} \quad (3)$$

$$G_{ij} = \frac{R}{R^2_{ij} + X^2_{ij}} \quad (4)$$

Con fines netamente prácticos se puede dividir la matriz de admitancia en la admitancia propia y matriz de admitancia mutua. La matriz de admitancia mutua se determina a través de la siguiente ecuación y queda definida como se muestra la siguiente matriz.

$$Y_{in} = -Y_{in} \angle \phi_{in} \quad (5)$$

$$Y_{in} = \begin{bmatrix} 0 & -Y_{in} & \cdots & -Y_{in} \\ -Y_{in} & 0 & -Y_{in} & \vdots \\ \vdots & -Y_{in} & 0 & -Y_{in} \\ -Y_{in} & \cdots & -Y_{in} & 0 \end{bmatrix} \quad (6)$$

Mientras que la matriz de admitancia propia queda definida por la ecuación siguiente:

$$Y_{ii} = -\sum_{j=1}^N -Y_{in} \angle \phi_{in} \quad (7)$$

Con las ecuaciones y matrices parciales antes mencionadas, la matriz de admitancia queda definida por la siguiente ecuación y expresada de forma matricial de la siguiente forma.

$$[Y_{ij}] = [Y_{in}] + [Y_{ii}] \quad (8)$$

$$Y_{ij} = \begin{bmatrix} Y_{ii} & -Y_{in} & \cdots & -Y_{in} \\ -Y_{in} & Y_{ii} & -Y_{in} & \vdots \\ \vdots & -Y_{in} & \ddots & -Y_{in} \\ -Y_{in} & \cdots & -Y_{in} & Y_{ii} \end{bmatrix} \quad (9)$$

De manera análoga el voltaje en cada uno de los buses queda definido de la siguiente forma:

$$V_i = |V_i| \angle \delta_i = |V_i| \cos \delta_i + j|V_i| \sin \delta_i \quad (10)$$

Para obtener los flujos de potencia activa y reactiva del sistema en cuestión, se debe calcular la inyección de corriente en cada bus, esta inyección de corriente es determinada con la interacción entre la Y de bus o matriz de admitancias y los voltajes de cada uno de los buses, esta interacción se puede apreciar en las siguientes ecuaciones

$$\begin{bmatrix} I_{ij} & \cdots & I_{ij} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ I_{ij} & \cdots & I_{ij} \end{bmatrix} \quad (11)$$

$$= \begin{bmatrix} V_i Y_{ii} & -V_n Y_{in} & \cdots & -V_n Y_{in} \\ -V_n Y_{in} & V_i Y_{ii} & -V_n Y_{in} & \vdots \\ \vdots & -V_n Y_{in} & \ddots & -V_n Y_{in} \\ -V_n Y_{in} & \cdots & -V_n Y_{in} & V_i Y_{ii} \end{bmatrix}$$

$$\begin{aligned}
I_i &= Y_{11}V_1 + \dots + Y_{in}V_n \\
&= Y_{ii}V_i + \sum_{n=1}^N Y_{in}V_n, i \in N
\end{aligned} \quad (12)$$

Al realizar el tratamiento matemático de las ecuaciones antes descritas se obtienen las dos ecuaciones subsiguientes, mismas que determinan los flujos de potencia activa y reactiva que circula de un bus a otro, estas ecuaciones son la base fundamental que permite determinar los balances de potencia en cada bus.

$$\begin{aligned}
P_i - jQ_i \\
= Y_{ii}V_i^2 + V_i * \sum_{n=1}^N Y_{in}V_n, i \in N
\end{aligned} \quad (13)$$

Al realizar el análisis y tratamiento matemático respectivo igualando los elementos reales e imaginarios de la ecuación anterior, se deducen las ecuaciones siguientes que permiten obtener de manera individual las potencias activas y reactivas que circulan del bus i hacia los buses próximos.

$$\begin{aligned}
P_i(V, \delta) &= \sum_{k=1}^n |V_i| * |V_k| \\
&\quad * (g_{ik} \cos \delta_{ik} \\
&\quad + b_{ik} \sin \delta_{ik})
\end{aligned} \quad (14)$$

$$\begin{aligned}
Q_i(V, \delta) &= \sum_{k=1}^n |V_i| * |V_k| \\
&\quad * (g_{ik} \sin \delta_{ik} \\
&\quad - b_{ik} \cos \delta_{ik})
\end{aligned} \quad (15)$$

Para determinar las ecuaciones de balance de potencia activa y reactiva en cada uno de los nodos se usan las ecuaciones siguientes.

$$\sum P_{gi} - \sum P_{di} = P_i(V, \delta) \quad (16)$$

$$\sum Q_{gi} - \sum Q_{di} = Q_i(V, \delta) \quad (17)$$

En la Tabla 1 siguiente se muestra la descripción de los elementos asociados a la formulación del flujo de potencia.

Tabla 1: Descripción de los elementos asociados a la formulación de flujos de potencia.

Nombre	Descripción
P_i	Potencia activa de entrada al bus i
Y_{ii}	Admitancia del bus i.
ϕ_{in}	Angulo entre la admitancia i y la admitancia k
Q_i	Potencia reactiva de entrada del bus i
V	Voltaje del Bus i.
$ V_i $	Voltaje en la barra i
$ V_k $	Voltaje en la barra k
g_{ik}	Matriz de conductancia mutua
b_{ik}	Matriz de suceptancia mutua
δ_{ik}	Angulo de voltaje entre el bus i y el bus k

4.6 Algoritmo para el análisis de contingencia utilizando el flujo de carga

A fin de realizar el análisis de contingencias bajo el concepto de flujos de carga, se procedido a establecer el siguiente algoritmo, el cual también considera el uso de las herramientas y software que el CENACE ocupa para la operación del SNI.

Algoritmo de aplicación

Paso 1: El SNI se encuentra en estado normal de operación.

Paso 2: Súbitamente ocurre una perturbación

Paso 3: Activación del Análisis post contingencia, a través del cual se realiza las siguientes acciones:

Paso 4: Creación de base de datos de todos los componentes del SEP y sus variables eléctricas al momento de la contingencia

Actuación SCADA - PI-SICOM

Ejecución del aplicativo EMS-PF (Macro en Excel)

Comunicación PI-SICOM – EXCEL

Captura de información del SCADA a la macro en Excel

Aplicación de algoritmos con el objetivo de definir el archivo a ser cargado en el Power Factory.

Creación del Archivo “Datos” que es cargado al Power Factory

Comunicación EXCEL-DigSilent

Paso 5: Determinación de las variables eléctricas mediante simulaciones de flujos de potencia

Activar el caso de estudio correspondiente al periodo de demanda y hora de análisis

Ejecución DPL “Análisis de Contingencias” en Power Factory

Carga de datos del archivo “Datos” de Excel al caso de estudio en Power Factory

Ejecución del análisis de contingencias: Se evalúa las 3 primeras contingencias críticas

Paso 6: Determinación de las violaciones en los elementos del SEP para conocimiento del Operador

Ejecución de la aplicación “Datos Power Factory” (Macro en Excel)

Visualización de los datos en Power Factory en hojas electrónicas que tienen formatos similares a los despliegues del SCADA

Generación de Correo Electrónico con un informe de las contingencias presentadas y análisis de las 3 contingencias críticas

Paso 7: Actuación del Operador para restauración del sistema

Paso 8: Fin

5. Caso de aplicación

La metodología propuesta será sometida a un caso de aplicación para el Sistema Nacional Interconectado, para el efecto se usarán las herramientas del CENACE, introduciendo también la implementación de nuevas herramientas que permitan la comunicación entre los distintos softwares y que faciliten en tiempo real el análisis de contingencias, cuyo resultado le servirán al operador para sus acciones ante una perturbación.

En este sentido, se ha considerado que el SNI se encuentra en estado normal de operación abasteciendo una demanda total de 3622 MW, valores obtenidos a las 16:00:35 horas del 01 de marzo de 2019.

Los datos de los elementos funcionales en el estado de operación normal del SNI son los siguientes:

Tabla 2: Generación Hidroeléctrica.

HIDRAULICAS		2842	
CENTRAL	Uni	MW	MVAr
Coca Codo	6	988,1	20,1
Mazar	1	85,1	-11,4
Paute	9	709,6	158,6
Sopladora	2	211,3	33,9
Agoyán	2	132,7	0,8
San Francisco	2	181,1	39,6
Pucará	2	70,4	39,8
EPMAPS	2	12,7	2,7
Abanico	5	38,4	0
Ocaña	2	26,7	-3
M.Laniado	3	179,2	53,8
Baba	2	40,9	0,5
Maduriacu	2	63,9	-4,1
San Bartolo	3	50,7	-6,6

Tabla 3: Generación Térmica.

BUNKER/FUEL OIL		190,1	
CENTRAL	Uni	MW	MVAr
Termoguayas		0	0
Santa Elena II		46,6	10,7
Santa Elena III		0	0
Vapor Anibal Santos		0	0
Gonzalo Zevallos TV2		68,8	35
Gonzalo Zevallos TV3		38,4	36,8
Manta II		0	0
C. Miraflores		11	1,2
Jivino III	0	0	0
Guangopolo I		0	0
Guangopolo II	0	0	0
Generoca		25,3	2,7
Descanso	0	0	0

Tabla 4: Interconexión, Generación Eólica y Térmica de compensación.

INTERCONEXIONES INTERNACIONALES		435,1
Colombia	435,1	-52,3
Perú	0	0
GAS/EÓLICA		
Machala Gas I U1	0	0
Machala Gas I U2	60,8	15,9
Machala Gas II	4	64,7
Villonaco	2	0
BUNKER/FUEL OIL		
Esmeraldas I	0	0
Esmeraldas II BQ1	0	0
Esmeraldas II BQ2	0	0
Trinitaria	65,8	102,2
Quevedo II	0	0
Jaramijo	32,2	7,7

En relación a los elementos de transmisión, en la Tabla 5 siguiente se muestran los valores a nivel operativo en condiciones normales.

Tabla 5: Niveles de voltaje en las subestaciones.

SUBESTACIÓN	500 KV	230 kV	138 kV	69 kV
Santo_Domingo	-	233,7	139,7	68,9
Esmeraldas	-	229,1	139,6	68,9
Quininde	-	-	139,1	69,2
Quevedo	-	233,1	142,2	69,4
Daule_Peripa	-	-	142,9	-
Chone	-	-	134,8	69,2
San_Gregorio	-	229,9	139,1	69,4
Portoviejo	-	-	138,5	70,8
Montecristi	-	-	133,8	70,3
Manta	-	-	133,4	69
Chorrillos	476	232	-	-
Pascuales	-	231,6	142	69,7
Nueva_Prospe	-	-	141,3	69,6
Trinitaria	-	234,1	143	70,1

Esclusas	-	234,4	142,2	-
Dos_Cerritos	-	230	-	69,4
Gonzalo_Zeval	-	-	-	70,6
Electroquil	-	-	136,5	70
Posorja	-	-	131,9	69,2
Sopladora	-	236,1	-	-
Milagro	-	229,3	139,1	70,1
TGM_I	-	-	140,6	-
San_Idelfonso	-	-	140,2	-
Machala	-	227,4	138,4	8,7
Nueva_Babah	-	-	132,2	68,8
Pomasqui	-	233,3	141,1	-
San_Antonio	-	-	140,9	-
Ibarra	-	-	138,4	69,4
Tulcan	-	-	138,2	69,4
Coca_Codo	508,8	-	-	-
San_Rafael	509	235,6	-	-
El_Inga	508,2	234	140,8	-
Santa_Rosa	-	233,5	42,9	47,1
Conocoto	-	-	138,5	-
Vicentina	-	-	138,7	46,2
Gualo(14)	-	-	137,7	-
Totoras	-	238,1	143,4	71,4
San_Francisco	-	239,7	-	-
Mulalo	-	-	138,8	69,5
Pucara	-	-	143,3	-
Ambato	-	-	143,1	70,9
Agoyan	-	-	143,8	-
Banos	-	-	143,8	69,3
Topo	-	-	143,4	-
Puyo	-	-	141,9	69
Tena	-	-	139,2	69,2
Francisco Ore	-	-	133,9	69
Jivino	-	236	-	69,2
Riobamba	-	237,9	-	70,9
Molino	-	235,3	141,9	-
Zhoray	-	234,1	-	-
Sinincay	-	-	-	70
Macas	-	-	141,7	69
Cuenca	-	-	138,2	70
Yanacocha	-	-	139,2	69,4

Cumbaratza	-	-	139,3	68,8
Loja	-	-	138,7	68,7

En relación a la compensación reactiva, a continuación, se muestran los datos de los compensadores y reactores usados (Color verde a la derecha del elemento).

Tabla 6: Capacitores en uso

CAPACITADORES	
Tulcan C1	Esmeralda C1
Ibarra C2	Esmeralda C2
Santa Rosa C1	Portoviejo C1
Santa Rosa C2	Portoviejo C2
Santa Rosa C3	San Gregorio C1
Pascuales 138 KV C1	Policentro C1
Pascuales 138 KV C2	Policentro C2
Pascuales 69 KV C1	Santa Elena C1
Pascuales 69 KV C2	Machala C1
Posorja C1	Machala C2
Posorja C2	Milagro C1
Caraguay C1	Loja C1
Dos cerritos C1	
Dos cerritos C2	
Nueva Prospe C1	

Tabla 7: Reactores en uso

REACTORES
Pomasqui
EL Inga RB
Santa ROSA RCW
Santa ROSA RCX
Totoras RCQ
Riobamba RCQ
Molino R1
Pascuales RCW
Pascuales RCX
Quevedo RCW
Santo Domingo RCW

La transferencia de potencia en las líneas de transmisión a los niveles de tensión de 500 kV y 230 kV.

Tabla 8: Transferencias líneas de transmisión 500 kV condiciones normales

500 kV				
Nombre	P MW	Q MVar	S MVA	Carga bilidad
L/T CCS - San Rafael 500 kV C1	493	-79,64	499,45	15,61
L/T CCS - San Rafael 500 kV C2	490,6	-79,35	497,03	15,53
L/T El Inga - San Rafael 500 kV C2	458,6	-77,64	491,8	15,36
L/T El Inga - San Rafael 500 kV C2	484	-77,91	490,29	15,31
L/T Chorrillos - Tisaleo 500 kV C1	0,2	-97,37	97,37	5,42

Tabla 9: Transferencias líneas de transmisión 230 kV condiciones normales

230 kV				
Nombre	P MW	Q MVar	S MVA	Carga bilidad
L/T Santa Rosa-Totoras 230kV	-86,5	-16,4	88,1	25,4
L/T Santa Rosa-Totoras 230 kV	-86,5	-16,4	88,1	25,3
L/T Molino-Pascuales 230 kV	186	-3,8	186,1	53,2
L/T Molino-Pascuales 230 kV	186	-3,8	186,1	53,2
L/T Milagro-Pascuales 230 Kv	155,1	41,6	160,6	45,9
L/T Dos Cerrito-Milagro 230 kV	184	33,6	187	53,3
L/T Dos Cerritos - Pascuale 230kV	-26,7	80,6	84,9	24,4
L/T Molino – Zhoray 230 kV	157,3	-20,1	158,6	44,1
L/T Molino – Zhoray 230 kV	157,3	-20,1	158,6	44,1

Transferencia en los transformadores de potencia del Sistema Nacional de Transmisión

El signo negativo en los valores indica el sentido del flujo de potencia en las líneas de transmisión y transformadores del Sistema Nacional de Transmisión.

Bajo esta condición, ocurre súbitamente una falla la línea de Transmisión Milagro – Zhoray 230 kV. Lo que conlleva a realizar el análisis post contingencia según la metodología descrita.

En tal sentido se activa la herramienta informática implementada a fin de obtener los valores de las variables eléctricas resultado de la contingencia; y, posteriormente se simula el análisis de contingencias mediante el flujo de carga mediante Power Factory de DigSilent como se muestra en la imagen siguiente.

Con los resultados del análisis de contingencias se determinan los valores de las variables eléctricas en análisis y se determinan los elementos en los cuales se han violado sus límites tanto en sobre carga como como en nivel de voltaje cuyos resultados se muestran en la Figura 10 y Figura 11.

Dichos resultados son mostrados de forma expedita a través de una matriz que es resultado de la aplicación de la herramienta computacional. Para el caso demostrativo a continuación se presenta dicha matriz y las violaciones de voltaje asociadas se resaltan en color rojo.

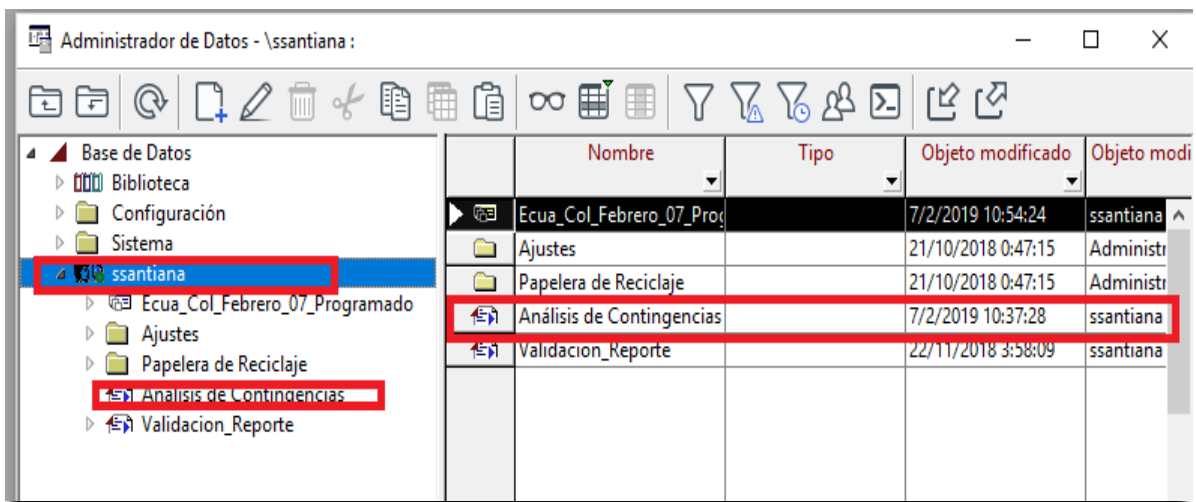


Figura 9. Simulación de Análisis de Contingencias –Caso de Estudio

Caso de Estudio: P12
Archivo de Resultados: Análisis de Contingencias AC

Min. umbral de tensión: 0.970 [p.u.] Min. Limite de Tensión: 0.95 [p.u.]

	Componente	Rama, Subestación o Sitio	Minima Tensión [p.u.]	Paso de Tensión [p.u.]	Tensión Base [p.u.]	Número Contingencia	Nombre Contingencia	Caso Base y Tensión Posterior [0.829 p.u. - 1.057 p.u.]
25	B_Sinicay_230		0.869	-0.150	1.019	203	L_SINI_ZHOR_2_1	
26	B_Machala_ATR_13.8		0.873	-0.119	0.992	123	T_MACH_TRK	
27	B_Machala_ATR_13.8		0.932	-0.061	0.992	135	L_E005_SIDE_1_1	
28	B_San_Idelfonso_T9_138		0.898	-0.080	0.978	135	L_E005_SIDE_1_1	
29	B_San_Idelfonso_T9_138		0.903	-0.075	0.978	123	T_MACH_TRK	
30	B_San_Idelfonso_T9_138		0.934	-0.044	0.978	97	G_TTGA_MAC1_U2	
31	B_San_Idelfonso_T9_138		0.941	-0.037	0.978	125	T_MILA_ATU	
32	B_San_Idelfonso_T14_13		0.898	-0.080	0.978	135	L_E005_SIDE_1_1	
33	B_San_Idelfonso_T14_13		0.903	-0.075	0.978	123	T_MACH_TRK	
34	B_San_Idelfonso_T14_13		0.934	-0.044	0.978	97	G_TTGA_MAC1_U2	
35	B_San_Idelfonso_T14_13		0.941	-0.037	0.978	125	T_MILA_ATU	
36	B_San_Idelfonso_T15_13		0.898	-0.080	0.978	135	L_E005_SIDE_1_1	
37	B_San_Idelfonso_T15_13		0.903	-0.075	0.978	123	T_MACH_TRK	

Figura 10. Sobrecarga de Elemento – Caso de Estudio

Caso de Estudio: P12
Archivo de Resultados: Análisis de Contingencias AC

Límite de Carga: 100.0 [%] Límite Sobrecarga: 100 [%]

	Componente	Rama, Subestación o Sitio	Carga Continua [%]	Carga de Corta Durac... [%]	Carga de Caso Base [%]	Número Contingencia	Nombre Contingencia	Caso Base y Carga Continua [0.0 % - 355.5 %]
1	T_PORT_AA1		186.3	186.3	88.5	128	T_PORT_AA2	
2	T_PORT_AA2		186.3	186.3	88.5	126	T_PORT_AA1	
3	T_PASC_ATU		162.9	162.9	86.8	214	T_PASC_ATT	
4	T_PASC_ATU		107.4	107.4	86.8	140	L_ESCL_TRIN_2_1	
5	T_PASC_ATU		107.3	107.3	86.8	54	T_TRIN_ATT	
6	T_PASC_ATU		100.5	100.5	86.8	8	L_ESCL_SOPL_2_1	
7	T_PASC_ATT		162.9	162.9	86.8	46	T_PASC_ATU	
8	T_PASC_ATT		107.4	107.4	86.8	140	L_ESCL_TRIN_2_1	
9	T_PASC_ATT		107.3	107.3	86.8	54	T_TRIN_ATT	
10	T_PASC_ATT		100.5	100.5	86.8	8	L_ESCL_SOPL_2_1	
11	T_MOLLAT1		127.0	127.0	65.7	35	T_MOLLAT2	
12	T_MOLLAT2		127.0	127.0	65.5	210	T_MOLLAT1	
13	L_NPRO_PASC_1_1		117.7	117.7	67.7	140	L_ESCL_TRIN_2_1	
14	L_NPRO_PASC_1_1		117.6	117.6	67.7	54	T_TRIN_ATT	
15	L_MILA_ZHOR_2_2		117.3	117.3	77.9	170	L_MILA_ZHOR_2_1	
16	L_MILA_ZHOR_2_1		117.3	117.3	77.9	171	L_MILA_ZHOR_2_2	
17	T_DUE_U1_U2		116.3	116.3	69.0	117	T_SRAF_ATH	
18	T_SELE_ATQ		114.1	114.1	54.9	52	T_SELE_ATR	
19	T_SELE_ATR		113.8	113.8	57.1	217	T_SELE_ATQ	
20	T_NBAB_ATQ		109.5	109.5	44.3	37	T_NBAB_ATR	
21	T_AMBA_AT1		108.5	108.5	52.9	65	T_AMBA_AT2	
22	T_MACH_ATR		108.3	108.3	57.8	123	T_MACH_TRK	
23	L_SALI_TRIN_1_2		108.0	108.0	79.7	116	G_TTVA_GZEV_TV3	
24	L_SALI_TRIN_1_2		106.9	106.9	79.7	115	G_TTVA_GZEV_TV2	

Figura 11. Violación de Voltaje Digsident- Caso de Estudio

Tabla 10. Violación de Voltaje – Caso de Estudio

SUBESTACIÓN	500 kV	230 Kv	138 kV	69 kV
Santo_Domingo	-	228,6	136,6	67,3
Esmeraldas	-	223,6	136,3	67,2
Quininde	-	-	135,8	67,5
Quevedo	-	228,1	139,9	68,3
Daule_Peripa	-	-	141,4	-
Chone	-	-	133,2	68,4
San_Gregorio	-	225	136,2	67,9
Portoviejo	-	-	135,8	69,3
Montecristi	-	-	130,7	68,5
Manta	-	-	130,3	67,3
Chorrillos	463,8	226,1	-	-
Pascuales	-	225,6	139	68,2
Nueva_Prospери	-	-	138,6	68,2
Trinitaria	-	229,4	141	69,1
Esclusas	-	229,6	139,2	-
Dos_Cerritos	-	224,2	-	67,5
Gonzalo_Zevallo	-	-	-	69,8
Electroquil	-	-	133,2	68,1
Posorja	-	-	128,4	67,3
Policentro	-	-	-	-
Santa_Elena	-	-	131,9	67,2
Chongon	-	-	133,9	-
Sopladora	-	234,5	-	-
Milagro	-	224	136,1	68,5
TGM_I	-	-	139	-
San_Idelfonso	-	-	138,5	-
Machala	-	224	136,5	67,7
Nueva_Babaho	-	-	129	67,1

La variación de voltaje desde las condiciones normales a post-contingencia se presenta en la Tabla 11.

Tabla 11. Variación de voltaje desde condiciones normales a Post-Falla

SUBESTACIÓN	500 kV	230 kV	138 kV	69 kV
Santo_Domingo	-	5,10	3,10	1,60
Esmeraldas	-	5,50	3,30	1,70
Quininde	-	-	3,30	1,70
Quevedo	-	5,00	2,30	1,10
Daule_Peripa	-	-	1,50	-
Chone	-	-	1,60	0,80
San_Gregorio	-	4,90	2,90	1,50
Portoviejo	-	-	2,70	1,50
Montecristi	-	-	3,10	1,80
Manta	-	-	3,10	1,70
Chorrillos	12,20	5,90	-	-
Pascuales	-	6,00	3,00	1,50
Nueva_Prospери	-	-	2,70	1,40
Trinitaria	-	4,70	2,00	1,00
Esclusas	-	4,80	3,00	-
Dos_Cerritos	-	5,80	-	1,90
Gonzalo_Zevall	-	-	-	0,80
Electroquil	-	-	3,30	1,90
Posorja	-	-	3,50	1,90
Policentro	-	-	140,70	69,60
Santa_Elena	-	-	3,50	1,80
Chongon	-	-	3,30	-
Sopladora	-	1,60	-	-
Milagro	-	5,30	3,00	1,60
TGM_I	-	-	1,60	-
San_Idelfonso	-	-	1,70	-
Machala	-	3,40	1,90	1,00
Nueva_Babaho	-	-	3,20	1,70

Como resultado del análisis de contingencias, existe una variación en la cantidad de energía exportada hacia Colombia incrementándose a 435 MW de 336 MW que estuvieron transfiriéndose en estado normal.

Tabla 12. Variación de Potencia en la Interconexión – Caso de Estudio

INTERCONEXIONES INTERNACIONALES		435,1
Colombia	435,1	-52,3
Perú	0	0

La falla de la línea de Transmisión Milagro – Zhoray 230 kV, tiene implementado un esquema automático de desconexión de carga en la S/E Pascuales aproximadamente de 100 MW que permite la estabilización del Sistema Nacional Interconectado y se refleja en la variación de energía hacia Colombia.

En relación con la variación de transferencia de potencia en los elementos de la red de transmisión, cuando el nivel de carga es superior al 90% se pinta de color rojo.

Tabla 13. Transferencia de Potencia en la Líneas de Transmisión 500 kV condiciones Post – Falla

500 kV				
Nombre	P MW	Q MVar	S MVA	Carga bilidad [%]
L/T CCS - San Rafael 500 kV C1	493	-47,2	495,3	15,5
L/T CCS - San Rafael 500 kV C2	490,6	-47	492,9	15,5
L/T El Inga - San Rafael 500 kV C1	485,6	-45,6	487,7	15,5
L/T El Inga - San Rafael 500 kV C2	484	-46	486,2	15,4
L/T Chorrillos - Tisaleo 500 kV C1	0,19	-92,4	92,4	5,28

Tabla 14. Variación transferencia Líneas de transmisión 500 kV de condiciones Normales a Post – Contingencia

Nombre	P [MW]	Q [MVar]	S [MVA]
L/T CCS - San Rafael 500 kV C1	0,01	32,42	-4,13
L/T CCS - San Rafael 500 kV C2	0,01	32,26	-4,11
L/T El Inga - San Rafael 500 kV C1	0	32,01	-4,03
L/T El Inga - San Rafael 500 kV C2	0,01	31,91	-4,04
L/T Chorrillos-Tisaleo 500 kV C1	-0,01	4,91	-4,91

Tabla 15. Transferencia de Potencia en la Líneas de Transmisión 230 kV condiciones Post – Falla

230 kV				
Nombre	P MW	Q MVar	S MVA	Carga bilidad [%]
L/T Santa Rosa - Totoras 230 kV	144,2	-5,0	144,3	42,3
L/T Santa Rosa - Totoras 230 kV	144,1	-5,0	144,2	42,3
L/T Molino - Pascuales 230kV	316,8	46,4	320,2	92,6
L/T Molino - Pascuales 230kV	316,8	46,4	320,2	92,6
L/T Milagro - Pascuales 230kV	37,2	5,3	37,6	11,5
L/T Dos Cerritos - Milagro 230kV	7,2	-2,9	7,8	2,5
L/T Dos Cerritos - Pascuale 230kV	164,8	48,3	171,	49,7
L/T Molino-Zhoray 230 kV	37,6	-15,5	40,7	11,4
L/T Molino-Zhoray 230 kV	37,6	-15,5	40,7	11,4

Tabla 16. Variación transferencia en Transformadores de condiciones Normales a Post – Contingencia

Transformador	P MW	Q MVar	S MVA
ATT Quevedo 230/138 kV	-0,75	12,09	4,14
ATJ Chorrillos 500/230 kV	-0,01	2,45	2,45
ATI Chorrillos 500/230 kV	-0,01	2,45	2,45
ATT Pascuales 230/138 kV	59,74	26,32	58,08
ATU Pascuales 230/138 kV	59,74	26,32	58,08
ATQ Policentro 138/69 kV	127,23	18,1	128,51
ATT Trinitaria 230/138 kV	8,19	12,09	9,24
ATU Milagro 230/138 kV	0,26	5,04	4,08

Posteriormente y con los resultados del análisis de contingencias, el operador podrá realizar de mejor manera las acciones que estime pertinente y restaurar el sistema manteniendo la calidad del servicio, la confiabilidad y seguridad del sistema.

6. Conclusiones

El análisis de contingencias es una herramienta empleada por los operadores de los sistemas eléctricos de potencia, a partir de la cual se estudian los efectos que tendrían ciertas fallas propuestas en la red en la modificación de parámetros de interés. Las aplicaciones que tienen este tipo de procedimientos es conocer las limitantes y las zonas de riesgo en las redes eléctricas al momento de diseñar o proteger sistemas ya existentes, a partir de modelos de fallas en generadores, transformadores y líneas de transmisión, así como prever la reserva rodante que se necesite para mantener una operación apropiada al presentarse un imprevisto de este tipo, además de reconocer áreas de riesgo en el sistema según los estados operativos que presenten.

El uso del software del CENACE con la aplicación coordinada de las interfaces informáticas implementadas, permiten realizar la simulación de contingencias en el S.N.I. bajo distintos escenarios que el operador estime pertinente, cuyos resultados permitirán un accionar más oportuno por parte del operador, y tomando decisiones acertadas para garantizar el abastecimiento del suministro bajo criterios de seguridad y confiabilidad del sistema. Como resultado del análisis en el caso de estudio, el cual modela una contingencia N-1, se han logrado identificar los elementos que son de mayor importancia en la operación del sistema, lo que permitió cumplir con el objetivo principal de este trabajo el cual analizar los efectos en tiempo

real de contingencias N-1 en sistemas eléctricos de transmisión para determinar valores críticos de los parámetros eléctricos que puedan afectar la operación normal del sistema.

A través de la interface creada y la utilización del software de Power Factory de Digsilent, se puede simular de manera aleatoria diferentes estados de contingencia N-1 en el SNI, cuyos resultados han permitido evaluar el estado del sistema en tiempo real verificando el perfil de voltaje y cargabilidad de líneas de transmisión; y sus efectos en la operación del sistema. A fin de que estos resultados sean expedidos, mediante la programación DPL se ha generado la visualización de los efectos de las contingencias, lo cual ayudará al operador en su desempeño y toma de acciones ante las fallas.

7. Referencias

- [1] X. Li, Q. Ding, X. Tao, and J. Hou, "Active power flow adjustment based on sensitivity analysis of DC load flow model," *Proc. - Power Eng. Autom. Conf. PEAM 2012*, no. 3, pp. 1–4, 2012.
- [2] S. N. Chaphekar, P. R. Karad, and A. A. Dharme, "Optimal Power Flow for Power," *IEEE Trans. Power Syst.*, no. 1, pp. 1–5, 2016.
- [3] S. Teerathana and A. Yokoyama, "An optimal power flow control method of power system using interline power flow controller (IPFC)," pp. 343–346, 2005.
- [4] M. A. Abdel-Moamen and N. P. Padhy, "Optimal power flow incorporating FACTS devices - bibliography and survey," pp. 669–676, 2004.
- [5] G. Chen, J. Chen, and X. Duan, "Power flow and dynamic optimal

- power flow including wind farms,” *1st Int. Conf. Sustain. Power Gener. Supply, SUPERGEN '09*, pp. 1–6, 2009.
- [6] R. S. Wibowo, T. P. Fathurroddi, O. Penangsang, and A. Soeprijanto, “Security constrained optimal power flow with FACTS devices using bender decomposition,” *IEEE Reg. 10 Annu. Int. Conf. Proceedings/TENCON*, vol. 2015-January, pp. 1–5, 2015.
- [7] J. Qiao, Y. Min, and Z. Lu, “Optimal reactive power flow in wind generation integrated power system,” *2006 Int. Conf. Power Syst. Technol. POWERCON2006*, vol. 00, no. 1, pp. 1–5, 2007.
- [8] T. Ding, R. Bo, Z. Bie, and X. Wang, “Optimal selection of phase shifting transformer adjustment in optimal power flow,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 32, no. 3, pp. 2464–2465, 2017.
- [9] Y. Ota, T. Hashiguchi, H. Ukai, M. Sonoda, Y. Miwa, and A. Takeuchi, “Monitoring of interconnected power system parameters using PMU based WAMS,” *2007 IEEE Lausanne POWERTECH, Proc.*, pp. 1718–1722, 2007.
- [10] Anjia Mao, Jiaxi Yu, and Zhizhong Guo, “PMU Placement and Data Processing in WAMS that Complements SCADA,” *IEEE Power Eng. Soc. Gen. Meet. 2005*, pp. 690–693, 2005.
- [11] S. Chatterjee, B. K. Saha Roy, and P. K. Ghosh, “Optimal Placement of PMU Considering Practical Costs in Wide Area Network,” *2017 14th IEEE India Counc. Int. Conf. INDICON 2017*, 2018.
- [12] X. Liang, X. Chen, H. Ding, G. Zhang, and N. Zhen, “Research on Stability of PMU/WAMS Service Performance Index Based on Wide Area Control,” *Proc. 2018 2nd IEEE Adv. Inf. Manag. Commun. Electron. Autom. Control Conf. IMCEC 2018*, no. 29, pp. 2014–2018, 2018.
- [13] I. Tyuryukanov, M. Naglic, M. van der Meijden, M. Popov, and V. Terzija, “WAMPAC-ready platform for online evaluation of corrective control algorithms,” pp. 33 (6 .)-33 (6 .), 2017.
- [14] I. Ivanković, D. Brnobić, R. Rubeša, Z. Zbunjak, and V. Grudenić, “Analyses of phasor measurement unit estimation algorithms for protection functions inside WAMPAC system,” *2018 1st Int. Colloq. Smart Grid Metrol. SmaGriMet 2018*, pp. 1–5, 2018.
- [15] V. J. Mishra and M. D. Khardenvis, “Contingency analysis of power system,” *2012 IEEE Students' Conf. Electr. Electron. Comput. Sci. Innov. Humanit. SCEECS 2012*, pp. 1–4, 2012.
- [16] X. Li, P. Balasubramanian, M. Sahraei-Ardakani, M. Abdi-Khorsand, K. W. Hedman, and R. Podmore, “Real-Time Contingency Analysis with Corrective Transmission Switching,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 32, no. 4, pp. 2604–2617, 2017.
- [17] A. Gabash, R. Murad, M. Alramlawi, E. Mohagheghi, and P. Li, “Optimal Configuration of Sustainable Power Supply Networks with Export Power,” *Proc. - 2018 IEEE Int. Conf. Environ. Electr. Eng. 2018 IEEE Ind. Commer. Power Syst. Eur. IEEEIC/I CPS Eur. 2018*, pp. 1–6, 2018.
- [18] S. Liu, R. Podmore, and Y. Hou, “System Restoration Navigator: A

- decision support tool for System Restoration,” *IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet.*, pp. 1–5, 2012.
- [19] Mathaios Panteli, Pierluigi Mancarella, Dimitris N. Trakas, Elias Kyriakides, and Nikos D. Hatziargyiou, “Metrics and Quantification of Operational and Infrastructure Resilience in Power Systems,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 32, no. 6, pp. 4732–4742, 2017.
- [20] K. Eshghi, B. K. Johnson, and C. G. Rieger, “Metrics required for power system resilient operations and protection,” *Proc. - 2016 Resil. Week, RWS 2016*, pp. 200–203, 2016.
- [21] A. K. Roy, “CONTINGENCY ANALYSIS IN POWER SYSTEM : Thesis of Master of Engineering in Power Systems & Electric Drives , Thapar University , Master of Engineering in By : Under the supervision of : Dr . Sanjay K . Jain PATIALA-147004,” no. July, 2016.
- [22] M. Jabarnejad, “Approximate optimal transmission switching,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 161, pp. 1–7, 2018.
- [23] T. Ding and C. Zhao, “Robust optimal transmission switching with the consideration of corrective actions for N – k contingencies,” *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 10, no. 13, pp. 3288–3295, 2016.
- [24] S. Pal, S. Sen, J. Bera, and S. Sengupta, “Network modeling using optimal transmission switching,” *2017 IEEE Calcutta Conf. CALCON 2017 - Proc6* vol. 2018-Janua, pp. 321–324, 2018.
- [25] S. A. Tabatabaei Khorram, A. A. Tehrani Fard, M. Fotuhi Firuzabad, and A. Safdarian, “Optimal transmission switching as a remedial action to enhance power system reliability,” *Smart Grid Conf.*, no. Sgc, pp. 152–157, 2015.
- [26] M. Abdi-Khorsand, M. Sahraei-Ardakani, and Y. M. Al-Abdullah, “Corrective Transmission Switching for N-1-1 Contingency Analysis,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 32, no. 2, pp. 1606–1615, 2017.
- [27] R. E. S. Paredes and J. F. M. Masache, “Análisis de Contingencia en el Sistema Nacional Interconectado S.N.I,” Escuela Superior Politécnica del Litoral, 2006.
- [28] D. Sun, X. Liu, Y. Wang, B. Yang, and J. Yang, “Robust optimal power flow with transmission switching,” *Proc. IECON 2017 - 43rd Annu. Conf. IEEE Ind. Electron. Soc.*, vol. 2017-Janua, pp. 416–421, 2017.
- [29] A. K. Gupta, D. Kiran, and A. R. Abhyankar, “Flexibility in transmission switching for congestion management,” *2016 Natl. Power Syst. Conf. NPSC 2016*, 2017.
- [30] R. Miller and J. Malinowski, *Power System Operation*, 5 edition. New York: McGraw-Hill Professional, 2005.
- [31] C. Liu, M. Shahidehpour, Y. Fu, and Z. Li, “Security-Constrained Unit Commitment With Natural Gas Transmission Constraints,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 24, no. 3, pp. 1523–1536, Aug. 2009.
- [32] J. D. Glover and M. S. Sarma, *Sistemas de potencia: Análisis y diseño*. Cengage Learning Latin America, 2003.
- [33] A. S. Korad and K. W. Hedman, “Reliability and stability analysis of corrective topology control actions,” *2015 IEEE Eindhoven*

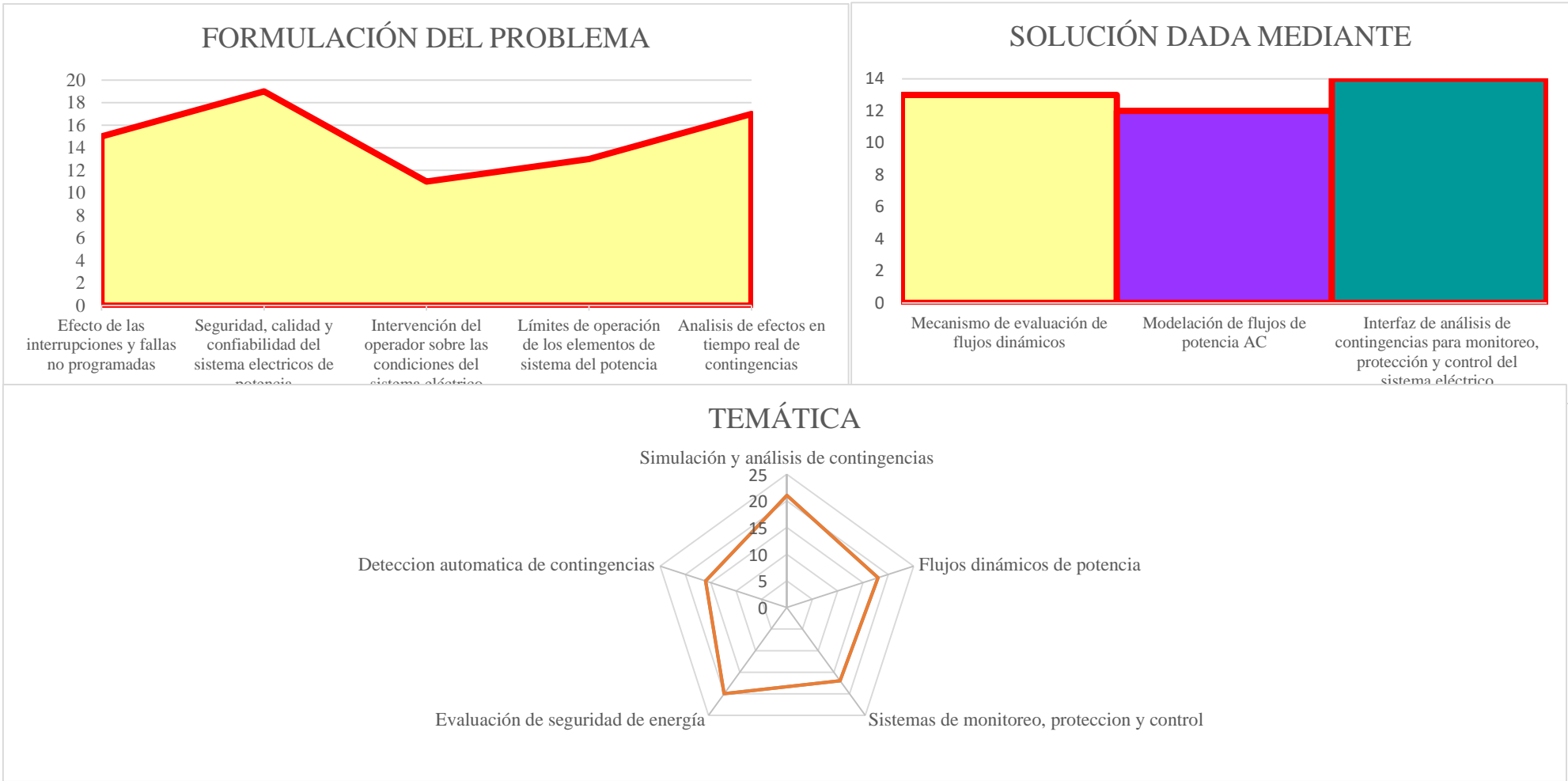
- PowerTech, PowerTech 2015*, 2015.
- [34] E. B. Fisher, R. P. O'Neill, and M. C. Ferris, "Optimal transmission switching," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 23, no. 3, pp. 1346–1355, 2008.
- [35] K. W. Hedman, S. Member, R. P. O'Neill, E. B. Fisher, and S. S. Oren, "Optimal Transmission Switching with Contingency Analysis," *Power*, vol. 24, no. 3, pp. 1577–1586, 2009.
- [36] Y. Bai, H. Zhong, Q. Xia, and C. Kang, "A Two-Level Approach to AC Optimal Transmission Switching with an Accelerating Technique," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 32, no. 2, pp. 1616–1625, 2017.
- [37] S. Robak, J. MacHowski, and K. Gryszpanowicz, "Contingency selection for power system stability analysis," *Proc. 2017 18th Int. Sci. Conf. Electr. Power Eng. EPE 2017*, pp. 1–5, 2017.
- [38] F. Pourahmadi, M. Jooshaki, and S. H. Hosseini, "A dynamic programming-based heuristic approach for optimal transmission switching problem with N-1 reliability criterion," *2016 Int. Conf. Probabilistic Methods Appl. to Power Syst. PMAPS 2016 - Proc.*, 2016.
- [39] M. Tourandaz Kenari and S. Jadid, "Optimal power flow considering system security using loading factor," *2010 9th Conf. Environ. Electr. Eng. IEEEIC 2010*, pp. 234–237, 2010.
- [40] D. B. Bedoya, M. F. Bedriñana, C. A. Castro, and L. C. Pereira Da Silva, "Power system critical areas by using sensitivities and participation factors for online applications," *2008 IEEE/PES Transm. Distrib. Conf. Expo. Lat. Am. T D-LA*, pp. 1–6, 2008.
- [41] V. R. Vinnakota, Z. Yao, D. Atanackovic, A. Steed, and Q. Zhu, "Managing Contingencies in real time using EMS advanced network applications," *2009 IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet. PES '09*, 2009.
- [42] R. R. Kishimoto, Z. Yao, and V. R. Vinnakota, "Support of Contingency Analysis in BC Hydro bulk transmission system operations," *IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet.*, pp. 1–4, 2012.
- [43] V. Z. Farahani and S. Jadid, "Assessment of restructured power systems security using Contingency Sensitivity Index," *40th North Am. Power Symp. NAPS2008*, pp. 1–7, 2008.

7.1. Estado del Arte

SIMULACIÓN DE CONTINGENCIAS BASADOS EN FLUJOS DINÁMICOS DE POTENCIA PARA SISTEMAS ELÉCTRICOS DE TRANSMISIÓN																							
	DATOS			TEMÁTICA			FORMULACION DEL PROBLEMA			RESTRICCIONES DEL PROBLEMA			ALGORITMO DE OPTIMIZACIÓN		SOLUCIÓN PROPUESTA								
ITEM	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	CITAS	Simulación y análisis de contingencias	Flujos dinámicos de potencia	Sistemas de monitoreo, protección y	Evaluación de seguridad de energía	Detección automatica de contingencias	Efecto de las interrupciones y fallas no	Seguridad, calidad y confiabilidad del	Intervención del operador sobre las	Límites de operación de los elementos de	Analisis de efectos en tiempo real de	Naturaleza dinámica del sistema de	Término de gravedad de las interrupciones y fallas	Límmites operativos de las variables eléctricas	Límites de ejecución de los flujos de potencia AC	Análisis de seguridad en las etapas	Modelación y resolución de flujos óptimos de potencia	Modelación de flujos de potencia AC	Mecanismo de evaluación de flujos	Modelación de flujos de potencia AC	Interfaz de análisis de contingencias para monitoreo, protección y control del sistema eléctrico
1	2012	Active power flow adjustment based on sensitivity analysis of DC load flow model	4	⊗				⊗		⊗	□	⊗		⊗	□		⊗		□	⊗	⊗		
2	2016	Optimal Power Flow for Power	4	□	⊗					□		⊗	□	⊗			⊗	⊗	⊗	⊗			
3	2005	An optimal power flow control method of power system using interline power flow controller (IPFC)	41	⊗	⊗	⊗	⊗	⊗	⊗				⊗	⊗			⊗		⊗	⊗	⊗	⊗	
4	2009	Power flow and dynamic optimal power flow including wind farms	11	□	⊗					⊗				⊗			⊗		⊗	⊗	⊗	⊗	
5	2015	Security constrained optimal power flow with FACTS devices using bender decomposition	8	⊗	⊗	⊗	⊗	⊗		⊗									⊗	⊗	□	⊗	
6	2007	Optimal reactive power flow in wind generation integrated power system	8	□	⊗								⊗	⊗			⊗		⊗	⊗	⊗	⊗	
7	2017	Optimal selection of phase shifting transformer adjustment in optimal power flow	9	□	⊗	⊗			⊗					⊗	⊗	⊗		⊗	⊗	⊗			
8	2007	Monitoring of interconnected power system parameters using PMU based WAMS	23	⊗		⊗	⊗	⊗		⊗	⊗	⊗		⊗		⊗					⊗		⊗

25	2008	Optimal transmission switching	441	□		⊗	⊗	⊗		⊗		⊗		□	⊗	⊗	□	⊗	⊗	□	⊗		
26	2017	A Two-Level Approach to AC Optimal Transmission Switching with an Accelerating Technique	13	□	⊗						⊗				⊗	⊗		⊗	⊗	□	⊗		
27	2017	Contingency selection for power system stability analysis	3	⊗	□	⊗	⊗	⊗	⊗	⊗	⊗	⊗	⊗	⊗	⊗		⊗						
28	2016	A dynamic programming-based heuristic approach for optimal transmission switching problem with N-1 reliability criterion.	2	□	⊗		⊗			⊗						⊗		⊗	⊗		⊗		
29	2017	Real-Time Contingency Analysis with Corrective Transmission Switching	15	⊗		⊗	⊗	⊗	⊗		⊗		⊗	⊗	⊗		⊗			⊗			
30	2010	Optimal power flow considering system security using loading factor	0	□	⊗													⊗	⊗		⊗		
31	2008	Power system critical areas by using sensitivities and participation factors for online applications	7	⊗			⊗			⊗							⊗					⊗	
32	2009	Managing Contingencies in real time using EMS advanced network applications	3	⊗		⊗	⊗	⊗	⊗	⊗		⊗		⊗	⊗		⊗					⊗	
33	2012	Support of Contingency Analysis in BC Hydro bulk transmission system operations	1	⊗		□	⊗		⊗	⊗		⊗	⊗	⊗	⊗		⊗					⊗	
34	2008	Assessment of restructured power systems security using Contingency Sensitivity Index	3	⊗		⊗	⊗			⊗	⊗	⊗	⊗	⊗	⊗		⊗			⊗		⊗	
			CANTIDAD :	21	18	17	20	16	15	19	11	13	17	21	12	11	13	17	16	15	13	12	14

7.2. Graficas del estado del arte



Anexo 2. Transferencias líneas de transmisión 230 kV condiciones normales Y Tabla 16: Transferencia de Potencia en la Líneas de Transmisión 230 kV condiciones Post – Falla

230 kV					230 kV				
Nombre	P [MW]	Q [MVar]	S [MVA]	Carga bilidad [%]	Nombre	P [MW]	Q [MVar]	S [MVA]	Carga bilidad [%]
L/T Jamondino - Pomasqui 230 kV C1	-83,96	6,01	84,18	21,45	L/T Jamondino - Pomasqui 230 kV C1	-108,41	12,91	109,18	27,35
L/T Jamondino - Pomasqui 230 kV C2	-83,96	6,01	84,18	21,45	L/T Jamondino - Pomasqui 230 kV C2	-108,41	12,91	109,18	27,35
L/T Jamondino - Pomasqui 230 kV C3	-84,51	6,32	84,75	21,38	L/T Jamondino - Pomasqui 230 kV C3	-109,12	13,25	109,92	27,28
L/T Jamondino - Pomasqui 230 kV C4	-84,51	6,32	84,75	21,38	L/T Jamondino - Pomasqui 230 kV C4	-109,12	13,25	109,92	27,28
L/T Pomasqui - Santa Rosa 230 kV C1	-38,77	-1,3	38,79	11,69	L/T Pomasqui - Santa Rosa 230 kV C1	-59,72	-1,18	59,74	18,19
L/T Pomasqui - Santa Rosa 230 kV C2	-38,77	-1,31	38,79	11,69	L/T Pomasqui - Santa Rosa 230 kV C2	-59,71	-1,18	59,73	18,18
L/T El Inga - Pomasqui 230 kV C1	-252,28	17,81	252,91	50,56	L/T El Inga - Pomasqui 230 kV C1	-272,07	6,62	272,15	55,4
L/T El Inga - Pomasqui 230 kV C2	-252,31	17,83	252,94	50,57	L/T El Inga - Pomasqui 230 kV C2	-272,11	6,64	272,19	55,41
L/T El Inga - Santa Rosa 230 kV C1	197,57	-10,02	197,82	39,36	L/T El Inga - Santa Rosa 230 kV C1	178,31	2,66	178,33	36,08
L/T El Inga - Santa Rosa 230 kV C2	197,6	-10,03	197,85	39,36	L/T El Inga - Santa Rosa 230 kV C2	178,34	2,65	178,36	36,09
L/T Santa Rosa - Totoras 230 kV C1	-86,57	-16,43	88,11	25,4	L/T Santa Rosa - Totoras 230 kV C1	-144,21	-5,07	144,3	42,37
L/T Santa Rosa - Totoras 230 kV C2	-86,55	-16,43	88,1	25,39	L/T Santa Rosa - Totoras 230 kV C2	-144,19	-5,07	144,28	42,36
L/T San Francisco - Totoras 230 kV C1	-89,92	-6,13	90,13	30,83	L/T San Francisco - Totoras 230 kV C1	-89,89	-16,48	91,39	31,73

L/T San Francisco - Totoras 230 kV C2	-89,92	-6,13	90,13	30,83	L/T San Francisco - Totoras 230 kV C2	-89,89	-16,48	91,39	31,73
L/T Riobamba - Totoras 230 kV	28,31	-5,36	28,81	8,14	L/T Riobamba - Totoras 230 kV	-38,18	6,14	38,67	11,67
L/T Santo Domingo - Santa Rosa 230 kV C1	-122,76	14,37	123,6	36,13	L/T Santo Domingo - Santa Rosa 230 kV C1	-135,14	12,71	135,74	40,34
L/T Santo Domingo - Santa Rosa 230 kV C2	-122,74	14,36	123,58	36,12	L/T Santo Domingo - Santa Rosa 230 kV C2	-135,12	12,7	135,72	40,33
L/T Mandriacu - Santo Domingo 230 kV C1	-31,69	-6,71	32,39	6,15	L/T Mandriacu - Santo Domingo 230 kV C1	-31,68	-6,02	32,25	6,26
L/T Mandriacu - Santo Domingo 230 kV C2	31,8	-4,94	32,18	6,16	L/T Mandriacu - Santo Domingo 230 kV C2	31,79	-5,07	32,2	6,27
L/T Baba - Santo Domingo 230 kV	66,34	-14,71	67,95	18,94	L/T Baba - Santo Domingo 230 kV	78,7	-15,28	80,17	22,85
L/T Baba - Quevedo 230 kV	106,82	-5,94	106,99	31,7	L/T Baba - Quevedo 230 kV	119,04	-8,23	119,33	36,15
L/T Quevedo - Santo Domingo 230 kV	82,88	-14,54	84,14	23,46	L/T Quevedo - Santo Domingo 230 kV	95,21	-15	96,39	27,47
L/T Quevedo - San Gregorio 230 kV	98,07	36,15	104,53	31,52	L/T Quevedo - San Gregorio 230 kV	97,62	33,51	103,21	31,79
L/T Chorrillos - Pascuales 230 kV C1	22,74	39,08	45,21	12,91	L/T Chorrillos - Pascuales 230 kV C1	30,54	41,47	51,5	15,04
L/T Chorrillos - Pascuales 230 kV C2	22,74	39,08	45,21	12,91	L/T Chorrillos - Pascuales 230 kV C2	30,54	41,47	51,5	15,04
L/T Chorrillos - Pascuales 230 kV C3	22,93	39,69	45,84	13,08	L/T Chorrillos - Pascuales 230 kV C3	30,83	42,14	52,21	15,23
L/T Nueva Prosperina- Pascuales 138 kV	-70,05	-5,6	70,28	60,7	L/T Nueva Prosperina- Pascuales 138 kV	-73,87	2,85	73,93	65,12
L/T Nueva Prosperina Trinitaria 230 kV	28,32	21,62	35,63	32,03	L/T Nueva Prosperina Trinitaria 230 kV	24,53	31,32	39,79	36,39
L/T Molino - Pascuales 230 kV C1	186,09	-3,84	186,13	53,22	L/T Molino - Pascuales 230 kV C1	316,86	46,43	320,24	92,67
L/T Molino - Pascuales 230 kV C2	186,09	-3,84	186,13	53,22	L/T Molino - Pascuales 230 kV C2	316,86	46,43	320,24	92,67
L/T Esclusas - Trinitaria 230 kV	-0,09	-0,13	0,16	0,06	L/T Esclusas - Trinitaria 230 kV	-0,08	-0,13	0,15	0,06
L/T Sopladora - Esclusas 230 kV	-286,44	58,08	292,27	58,88	L/T Sopladora - Esclusas 230 kV	-286,16	49,39	290,39	59,36

L/T San Bartolo - Sopladora 230 kV	-87,61	3,85	87,7	23,96	L/T San Bartolo - Sopladora 230 kV	-87,61	1,47	87,62	24,08
L/T Milagro - Pascuales 230 kV	-155,16	41,69	160,66	45,93	L/T Milagro - Pascuales 230 kV	37,23	5,38	37,61	11,57
L/T Dos Cerritos - Milagro 230 kV	-184,03	33,66	187,08	53,39	L/T Dos Cerritos - Milagro 230 kV	7,29	-2,92	7,86	2,53
L/T Dos Cerritos - Pascuales 230 kV	-26,74	80,67	84,99	24,43	L/T Dos Cerritos - Pascuales 230 kV	164,86	48,34	171,8	49,77
L/T Milagro - Sopladora 230 kV	0	0	0	0	L/T Milagro - Sopladora 230 kV	0	0	0	0
L/T Milagro - Adelca 230 kV	9,14	0,7	9,17	2,89	L/T Milagro - Adelca 230 kV	9,14	0,73	9,17	2,95
L/T Milagro - Zhoray 230 kV C1	-193,26	13,17	193,71	57	L/T Milagro - Zhoray 230 kV C1	0	0	0	0
L/T Milagro - Zhoray 230 kV C2	-193,26	13,17	193,71	57	L/T Milagro - Zhoray 230 kV C2	0	0	0	0
L/T Machala - Milagro 230 kV C2	38,06	-30,82	48,97	10,03	L/T Machala - Milagro 230 kV C2	37,89	-20,94	43,29	9
L/T Machala - Milagro 230 kV C1	0	0	0	0	L/T Machala - Milagro 230 kV C1	0	0	0	0
L/T Molino - Zhoray 230 kV C1	-157,33	-20,16	158,61	44,14	L/T Molino - Zhoray 230 kV C1	37,67	-15,55	40,75	11,43
L/T Molino - Zhoray 230 kV C2	-157,33	-20,16	158,61	44,14	L/T Molino - Zhoray 230 kV C2	37,67	-15,55	40,75	11,43
L/T Molino - Totoras 230 kV	0	0	0	0	L/T Molino - Totoras 230 kV	0	0	0	0
L/T Molino - Riobamba 230 kV	0	0	0	0	L/T Molino - Riobamba 230 kV	0	0	0	0
L/T Zorritos - Machala 230 kV	0	0	0	0	L/T Zorritos - Machala 230 kV	0	0	0	0
L/T Mazar - Zhoray 230 kV C1	0	-0,37	0,37	0,11	L/T Mazar - Zhoray 230 kV C1	0	-0,37	0,37	0,11
L/T Mazar - Zhoray 230 kV C2	-84,88	19,96	87,19	25,08	L/T Mazar - Zhoray 230 kV C2	-84,87	20,12	87,22	25,3
L/T Sinincay - Zhoray 230 kV	2,93	12,58	12,92	6,63	L/T Sinincay - Zhoray 230 kV	9,54	11,35	14,83	6,83
L/T Chorrillos - Quevedo 230 kV C1	28,78	-13,12	31,63	8,94	L/T Chorrillos - Quevedo 230 kV C1	40,69	-10,4	41,99	12,35

L/T Chorrillos - Quevedo 230 kV C2	28,78	-13,12	31,63	9,51	L/T Chorrillos - Quevedo 230 kV C2	40,69	-10,4	41,99	13,13
L/T Jivino - San Rafael 230 kV C1	32,11	-17,14	36,4	14,3	L/T Jivino - San Rafael 230 kV C1	32,12	-16,72	36,21	14,42
L/T Jivino - San Rafael 230 kV C2	32,11	-17,13	36,39	14,38	L/T Jivino - San Rafael 230 kV C2	32,11	-16,71	36,2	14,42
L/T Jivino - Sushufindi 230 kV C1	0	-7,2	7,2	2,84	L/T Jivino - Sushufindi 230 kV C1	0	-7,08	7,08	2,82
L/T Jivino - Sushufindi 230 kV C2	0	0	0	0	L/T Jivino - Sushufindi 230 kV C2	0	0	0	0
L/T Due - San Rafael 230 kV	-50,71	9,18	51,54	20,92	L/T Due - San Rafael 230 kV	-50,71	9,36	51,57	21,09

Anexo 3. Variación transferencia en Transformadores de condiciones Normales a Post – Contingencia

Transformador	P [MW]	Q [MVar]	S [MVA]
ATQ Santo Domingo 138/69 kV	0,01	-0,13	-0,05
ATR Santo Domingo 138/69 kV	-0,04	-0,12	-0,05
ATT Santo Domingo 230/138kV	-0,06	-0,82	-0,19
ATU Santo Domingo 230/138kV	-0,06	-0,84	-0,19
ATQ Quininde 138/69 kV	0	0	0
AA1 Esmerladas 138/69 kV	0	-0,05	-0,02
AA2 Esmerladas 138/69 kV	0	-0,06	-0,02
ATR Quevedo 138/69 kV	0	-0,07	-0,02
ATT Quevedo 230/138 kV	-0,75	12,09	4,14

Móvil Quevedo 138/69 kV	-0,01	-0,11	-0,04
ATQ Chone 138/69 kV	0	-0,04	-0,02
ATT San Gregorio 230/138 kV	0,46	2,63	1,32
AA1 Portoviejo 138/69 kV	-0,01	-0,98	-0,16
AA2 Portoviejo 138/69 kV	-0,01	-0,98	-0,16
ATQ Montecristi 138/69 kV	0	-0,46	-0,21
ATQ Manta 138/69 kV	-0,01	-0,12	-0,05
ATJ Chorrillos 500/230 kV	-0,01	2,45	2,45
ATI Chorrillos 500/230 kV	-0,01	2,45	2,45
ATQ Pascuales 138/69 kV	0	-0,61	-0,11
ATR Pascuales 138/69 kV	0	-0,68	-0,13
ATT Pascuales 230/138 kV	59,74	26,32	58,08
ATU Pascuales 230/138 kV	59,74	26,32	58,08
ATQ Policentro 138/69 kV	127,23	18,1	128,51
ATQ Santa Elena 138/69 kV	0	-0,4	-0,09
ATR Santa Elena 138/69 kV	0	-0,42	-0,1
ATQ Trinitaria 138/69 kV	0	-0,12	-0,03
ATT Trinitaria 230/138 kV	8,19	12,09	9,24
ATQ Salitral 138/69 kV	-0,03	8,12	0,08
ATR Salitral 138/69 kV	-0,03	8,12	0,08

ATQ Caraguay 138/69 kV	0	-0,17	-0,04
ATT Esclusas 230/138 kV	-0,01	-0,51	-0,16
ATQ Nueva Prosperi 138/69 kV	-0,01	-1,03	-0,29
Nueva Prosperina 138/69 kV	0	0	0
ATQ Posorja 138/69 kV	0	-0,02	-0,01
Movil Posorja 138/69 kV	0	-0,02	-0,01
ATK Dos Cerritos 230/69 kV	-0,01	-1,85	-0,53
Movil Dos Cerritos 230/69 kV	-0,02	-0,25	-0,09
ATK Milagro 230/69 kV	0	-1,11	-0,19
ATU Milagro 230/138 kV	0,26	5,04	4,08
ATQ Nueva Babahoyo 138/69 kV	-0,03	-0,16	-0,1
ATR Nueva Babahoyo 138/69 kV	-0,03	-0,23	-0,15

Anexo 4. Transferencia transformadores de Potencia condiciones normales

Transformador	P[MW]	Q[MVAr]	S[MVA]	Cargabilidad	Capacidad
				[%]	[MVA]
ATQ Santo Domingo 138/69 kV	41,55	20,44	46,3	28,02	167
ATR Santo Domingo 138/69 kV	45,65	7,59	46,27	46,76	100
ATT Santo Domingo 230/138 kV	58,48	9,57	59,26	35,7	167
ATU Santo Domingo 230/138 kV	59,56	9,62	60,33	36,35	167
ATQ Quinde 138/69 kV	14,28	4,99	15,12	23,05	67
AA1 Esmerladas 138/69 kV	28,56	11,52	30,8	41,59	75
AA2 Esmerladas 138/69 kV	28,64	11,12	30,73	41,49	75
ATR Quevedo 138/69 kV	23,39	9,66	25,3	14,86	168
ATT Quevedo 230/138 kV	33,01	8,35	34,05	20,56	167
Móvil Quevedo 138/69 kV	37,81	12,85	39,93	65,66	60
ATQ Chone 138/69 kV	54,81	21,63	58,93	61,05	100
ATT San Gregorio 230/138 kV	97,56	33,41	103,12	46,85	225
AA1 Portoviejo 138/69 kV	59,92	10,52	60,83	82,45	75
AA2 Portoviejo 138/69 kV	59,92	10,52	60,83	82,45	75
ATQ Montecristi 138/69 kV	75,91	39,35	85,5	90,26	100
ATQ Manta 138/69 kV	23,49	9,7	25,41	80,73	33
ATJ Chorrillos 500/230 kV	-0,09	46,23	46,23	11,07	450
ATI Chorrillos 500/230 kV	-0,09	46,23	46,23	11,07	450
ATQ Pascuales 138/69 kV	93,98	19,63	96	42,56	224
ATR Pascuales 138/69 kV	106,05	21,03	108,12	47,93	224
ATT Pascuales 230/138 kV	256,1	-29,32	257,77	70,08	375

ATU Pascuales 230/138 kV	256,1	-29,32	257,77	70,08	375
ATQ Policentro 138/69 kV	0	0	0	0	150
ATQ Santa Elena 138/69 kV	36,96	8,91	38,02	60,27	66
ATR Santa Elena 138/69 kV	38,47	9,24	39,57	62,72	66
ATQ Trinitaria 138/69 kV	86,82	27,57	91,09	59,44	150
ATT Trinitaria 230/138 kV	133,79	6,48	133,95	59,69	225
ATQ Salitral 138/69 kV	108,05	-2,59	108,08	71,47	150
ATR Salitral 138/69 kV	108,05	-2,59	108,08	71,47	150
ATQ Caraguay 138/69 kV	109,39	28,14	112,95	49,93	225
ATT Esclusas 230/138 kV	109,63	34,44	114,91	51,15	225
ATQ Nueva Prosperin138/69 kV	98,31	29,13	102,53	68,06	150
Movil Nueva Prosperi138/69 kV	0	0	0	0	0
ATQ Posorja 138/69 kV	22,03	8,89	23,76	38,29	67
Movil Posorja 138/69 kV	9,66	3,19	10,18	36,47	30
ATK Dos Cerritos 230/69 kV	122,41	37,15	127,92	78,58	167
Movil Dos Cerritos 230/69 kV	34,83	13,23	37,25	84,93	45
ATK Milagro 230/69 kV	103,78	18,35	105,39	64,79	167
ATU Milagro 230/138 kV	22,16	25,16	33,53	15,3	225
ATQ Nueva Babahoyo 138/69 kV	21,24	13,92	25,39	45,28	60
ATH El Inga 500/230 kV	321,97	0,53	321,97	52,8	600
ATI El Inga 500/230 kV	321,97	0,53	321,97	52,8	600
ATJ El Inga 500/230 kV	321,97	0,53	321,97	52,8	600
ATT El Inga 230/138 kV	30,74	-6,76	31,47	10,31	300
ATU El Inga 230/138 kV	30,87	-6,89	31,63	10,36	300
ATQ Tulcán 138/69 kV	8,25	1,15	8,33	25,19	33
ATQ Ibarra 138/69 kV	27,87	10,75	29,87	44,67	67

ATR Ibarra 138/69 kV	28,16	10,28	29,98	44,83	67
T1 Ibarra 138/34.5 kV	0,11	-5,51	5,51	13,73	40
ATU Pomasqui 230/138 kV	119,7	47,91	128,93	42,36	300
ATT Pomasqui 230/138 kV	119,7	47,91	128,93	42,36	300
ATT Santa Rosa 230/138 kV	122,48	31,45	126,45	33,22	375
ATU Santa Rosa 230/138 kV	118,25	30,02	122	32,05	375
TRN Santa Rosa 138/46 kV	42,11	16,01	45,05	58,02	75
TRP Santa Rosa 138/46 kV	42,11	16,01	45,05	58,02	75
T1 Vicentina 138/46 kV	38,55	8,36	39,44	39,24	100
T2 Vicentina 138/46 kV	42,53	33,5	54,13	53,86	100
ATI Tisaleo 500/230 kV	0,18	0,17	0,25	0,06	450
ATQ Mulalo 138/69 kV	25,75	19,62	32,38	48,76	66
AT1 Ambato 138/69 kV	23,12	5,22	23,7	53,16	43
AT2 Ambato 138/69 kV	23,52	6,28	24,35	31,31	75
ATQ Totoras 138/69 kV	24	6,35	24,82	23,88	100
ATT Totoras 230/138 kV	-15,67	27,55	31,69	27,34	112
ATQ Baños 138/69 kV	9,35	2,66	9,72	28,01	33
ATQ Puyo 138/69 kV	9,95	1,41	10,05	29,35	33
TRQ Tena 138/69 kV	9,24	1,73	9,4	27,94	33
ATQ Loreto 138/69 kV	1,32	0,55	1,43	4,33	33
ATQ Francisco de Orellana 138/69 kV	15,31	6,97	16,82	25,99	67
TRK Jivino 230/69 kV	64,08	13,92	65,58	38,27	167
ATT Sushufindi 230/138 kV	0	0	0	0	0
ATH San Rafael 500/230 kV	13,71	-24,68	28,24	6,16	450
TRK Riobamba 230/69 kV	14,25	4,24	14,86	14,37	100
ATL Riobamba 230/69 kV	33,04	9,32	34,33	14,75	225

AT1 Molino 230/138 kV	-200,8	-18,31	201,63	52,55	375
AT2 Molino 230/138 kV	-200,26	-18,21	201,08	52,41	375
ATQ Cuenca 138/69 kV	82,59	20,35	85,07	84,93	100
TRK Sinincay 230/69 kV	2,91	22,02	22,21	13,29	166
Macas 138/69 kV	-31,46	9,84	32,96	48,15	67
ATQ Cumbaratza 138/69 kV	7,1	1,62	7,28	21,64	33
ATQ Yanacocha 138/69 kV	3,64	2,02	4,17	6,19	67
ATQ Loja 138/69 kV	30	14,32	33,24	49,59	67
Movil Loja 138/69 kV	0	0	0	0	0
ATQ Machala 138/69 kV	46,47	10,96	47,75	47,62	100
ATR Machala 138/69 kV	46,22	11,64	47,66	47,53	100
TRK Machala 230/69 kV	86,07	46,65	97,89	60,02	165

Anexo 5. Variación transferencia Líneas de transmisión 230 kV de condiciones Normales a Post – Contingencia

230 kV				
Nombre	P [MW]	Q [MVA]	S[MVA]	Cargabilidad [%]
L/T Jamondino - Pomasqui 230 kV C1	24,45	-6,9	-25	-5,9
L/T Jamondino - Pomasqui 230 kV C2	24,45	-6,9	-25	-5,9
L/T Jamondino - Pomasqui 230 kV C3	24,61	-6,93	-25,17	-5,9
L/T Jamondino - Pomasqui 230 kV C4	24,61	-6,93	-25,17	-5,9
L/T Pomasqui - Santa Rosa 230 kV C1	20,95	-0,12	-20,95	-6,5
L/T Pomasqui - Santa Rosa 230 kV C2	20,94	-0,13	-20,94	-6,49
L/T El Inga - Pomasqui 230 kV C1	19,79	11,19	-19,24	-4,84
L/T El Inga - Pomasqui 230 kV C2	19,8	11,19	-19,25	-4,84
L/T El Inga - Santa Rosa 230 kV C1	19,26	-12,68	19,49	3,28

L/T El Inga - Santa Rosa 230 kV C2	19,26	-12,68	19,49	3,27
L/T Santa Rosa - Totoras 230 kV C1	57,64	-11,36	-56,19	-16,97
L/T Santa Rosa - Totoras 230 kV C2	57,64	-11,36	-56,18	-16,97
L/T San Francisco - Totoras 230 kV C1	-0,03	10,35	-1,26	-0,9
L/T San Francisco - Totoras 230 kV C2	-0,03	10,35	-1,26	-0,9
L/T Riobamba - Totoras 230 kV	66,49	-11,5	-9,86	-3,53
L/T Santo Domingo - Santa Rosa 230 kV C1	12,38	1,66	-12,14	-4,21
L/T Santo Domingo - Santa Rosa 230 kV C2	12,38	1,66	-12,14	-4,21
L/T Mandriacu - Santo Domingo 230 kV C1	-0,01	-0,69	0,14	-0,11
L/T Mandriacu - Santo Domingo 230 kV C2	0,01	0,13	-0,02	-0,11
L/T Baba - Santo Domingo 230 kV	-12,36	0,57	-12,22	-3,91
L/T Baba - Quevedo 230 kV	-12,22	2,29	-12,34	-4,45
L/T Quevedo - Santo Domingo 230 kV	-12,33	0,46	-12,25	-4,01
L/T Quevedo - San Gregorio 230 kV	0,45	2,64	1,32	-0,27
L/T Chorrillos - Pascuales 230 kV C1	-7,8	-2,39	-6,29	-2,13
L/T Chorrillos - Pascuales 230 kV C2	-7,8	-2,39	-6,29	-2,13
L/T Chorrillos - Pascuales 230 kV C3	-7,9	-2,45	-6,37	-2,15
L/T Nueva Prosperina- Pascuales 138 kV	3,82	-8,45	-3,65	-4,42
L/T Nueva Prosperina Trinitaria 230 kV	3,79	-9,7	-4,16	-4,36
L/T Molino - Pascuales 230 kV C1	-130,77	-50,27	-134,11	-39,45
L/T Molino - Pascuales 230 kV C2	-130,77	-50,27	-134,11	-39,45
L/T Esclusas - Trinitaria 230 kV	-0,01	0	0,01	0
L/T Sopladora - Esclusas 230 kV	-0,28	8,69	1,88	-0,48
L/T San Bartolo - Sopladora 230 kV	0	2,38	0,08	-0,12
L/T Milagro - Pascuales 230 kV	-192,39	36,31	123,05	34,36
L/T Dos Cerritos - Milagro 230 kV	-191,32	36,58	179,22	50,86
L/T Dos Cerritos - Pascuales 230 kV	-191,6	32,33	-86,81	-25,34
L/T Milagro - Sopladora 230 kV	0	0	0	0
L/T Milagro - Adelca 230 kV	0	-0,03	0	-0,06
L/T Milagro - Zhoray 230 kV C1	-193,26	13,17	193,71	57
L/T Milagro - Zhoray 230 kV C2	-193,26	13,17	193,71	57

L/T Machala - Milagro 230 kV C2	0,17	-9,88	5,68	1,03
L/T Machala - Milagro 230 kV C1	0	0	0	0
L/T Molino - Zhoray 230 kV C1	-195	-4,61	117,86	32,71
L/T Molino - Zhoray 230 kV C2	-195	-4,61	117,86	32,71
L/T Molino - Totoras 230 kV	0	0	0	0
L/T Molino - Riobamba 230 kV	0	0	0	0
L/T Zorritos - Machala 230 kV	0	0	0	0
L/T Mazar - Zhoray 230 kV C1	0	0	0	0
L/T Mazar - Zhoray 230 kV C2	-0,01	-0,16	-0,03	-0,22
L/T Sinincay - Zhoray 230 kV	-6,61	1,23	-1,91	-0,2
L/T Chorrillos - Quevedo 230 kV C1	-11,91	-2,72	-10,36	-3,41
L/T Chorrillos - Quevedo 230 kV C2	-11,91	-2,72	-10,36	-3,62
L/T Jivino - San Rafael 230 kV C1	-0,01	-0,42	0,19	-0,03
L/T Jivino - San Rafael 230 kV C2	0	-0,42	0,19	-0,04
L/T Jivino - Sushufindi 230 kV C1	0	-0,12	0,12	0,02
L/T Due - San Rafael 230 kV	0	-0,18	-0,03	-0,17

Anexo 6. Transferencia de Potencia en Transformadores condiciones Post – Falla

Transformador	P[MW]	Q[MVAr]	S[MVA]	Cargabilidad [%]	Capacidad [MVA]
ATQ Santo Domingo 138/69 kV	41,55	20,44	46,3	28,02	167
ATR Santo Domingo 138/69 kV	45,65	7,59	46,27	46,76	100
ATT Santo Domingo 230/138 kV	58,48	9,57	59,26	35,7	167
ATU Santo Domingo 230/138 kV	59,56	9,62	60,33	36,35	167
ATQ Quininde 138/69 kV	14,28	4,99	15,12	23,05	67
AA1 Esmerladas 138/69 kV	28,56	11,52	30,8	41,59	75
AA2 Esmerladas 138/69 kV	28,64	11,12	30,73	41,49	75
ATR Quevedo 138/69 kV	23,39	9,66	25,3	14,86	168
ATT Quevedo 230/138 kV	33,01	8,35	34,05	20,56	167
Móvil Quevedo 138/69 kV	37,81	12,85	39,93	65,66	60
ATQ Chone 138/69 kV	54,81	21,63	58,93	61,05	100

ATT San Gregorio 230/138 kV	97,56	33,41	103,12	46,85	225
AA1 Portoviejo 138/69 kV	59,92	10,52	60,83	82,45	75
AA2 Portoviejo 138/69 kV	59,92	10,52	60,83	82,45	75
ATQ Montecristi 138/69 kV	75,91	39,35	85,5	90,26	100
ATQ Manta 138/69 kV	23,49	9,7	25,41	80,73	33
ATJ Chorrillos 500/230 kV	-0,09	46,23	46,23	11,07	450
ATI Chorrillos 500/230 kV	-0,09	46,23	46,23	11,07	450
ATQ Pascuales 138/69 kV	93,98	19,63	96	42,56	224
ATR Pascuales 138/69 kV	106,05	21,03	108,12	47,93	224
ATT Pascuales 230/138 kV	256,1	-29,32	257,77	70,08	375
ATU Pascuales 230/138 kV	256,1	-29,32	257,77	70,08	375
ATQ Policentro 138/69 kV	0	0	0	0	150
ATQ Santa Elena 138/69 kV	36,96	8,91	38,02	60,27	66
ATR Santa Elena 138/69 kV	38,47	9,24	39,57	62,72	66
ATQ Trinitaria 138/69 kV	86,82	27,57	91,09	59,44	150
ATT Trinitaria 230/138 kV	133,79	6,48	133,95	59,69	225
ATQ Salitral 138/69 kV	108,05	-2,59	108,08	71,47	150
ATR Salitral 138/69 kV	108,05	-2,59	108,08	71,47	150
ATQ Caraguay 138/69 kV	109,39	28,14	112,95	49,93	225
ATT Esclusas 230/138 kV	109,63	34,44	114,91	51,15	225
ATQ Nueva Prosperin138/69 kV	98,31	29,13	102,53	68,06	150
Movil Nueva Prosperi138/69 kV	0	0	0	0	0
ATQ Posorja 138/69 kV	22,03	8,89	23,76	38,29	67
Movil Posorja 138/69 kV	9,66	3,19	10,18	36,47	30
ATK Dos Cerritos 230/69 kV	122,41	37,15	127,92	78,58	167
Movil Dos Cerritos 230/69 kV	34,83	13,23	37,25	84,93	45
ATK Milagro 230/69 kV	103,78	18,35	105,39	64,79	167
ATU Milagro 230/138 kV	22,16	25,16	33,53	15,3	225
ATQ Nueva Babahoyo 138/69 kV	21,24	13,92	25,39	45,28	60
ATR Nueva Babahoyo 138/69 kV	29,1	18,82	34,66	55,59	67

